

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

TRIMESTRE : **Tercero**

AÑO : **2017**

FECHA DE CIERRE DEL PERIODO : **30/09/2017**

I. DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

Denominación Social:	GAS NATURAL SDG, S.A.	
Domicilio Social:	AVENIDA DE SAN LUIS, 77	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.

IV. INFORME FINANCIERO TRIMESTRAL

Resultados enero-septiembre 2017

7 de noviembre de 2017

Advertencia legal

El presente documento es propiedad de Gas Natural SDG, S.A. (Gas Natural Fenosa) y ha sido preparado con carácter meramente informativo.

El presente documento se proporciona a los destinatarios exclusivamente para su información, por lo que dichos destinatarios deberán acometer su propio análisis sobre la actividad, condición financiera y perspectivas de Gas Natural Fenosa. La información contenida no deberá utilizarse como sustituto de un juicio independiente sobre Gas Natural Fenosa, sus filiales, su negocio y/o su condición financiera.

La información y las previsiones contenidas en este documento no han sido verificadas por ninguna entidad independiente y por tanto no se garantiza ni su exactitud ni su exhaustividad. En este sentido, se invita a los destinatarios de este documento a consultar la documentación pública comunicada por Gas Natural Fenosa a la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Todas las previsiones y otras afirmaciones que figuran en este documento que no se refieran a hechos históricos, incluyendo, entre otras, las relativas a la situación financiera, estrategia empresarial, planes de gestión u objetivos de futuras operaciones de Gas Natural Fenosa (incluyendo a sus filiales y participadas), son meras previsiones de futuro. Estas previsiones contemplan riesgos conocidos y desconocidos, incertidumbres y otros factores que pueden derivar en que los resultados reales, actuación o logros de Gas Natural Fenosa, o los resultados del sector, sean significativamente diferentes de los expresados. Estas previsiones se basan en diversas hipótesis relativas a las estrategias empresariales presentes y futuras de Gas Natural Fenosa y al entorno en que Gas Natural Fenosa espera operar en el futuro, las cuales quizá no se cumplan. Todas las previsiones y otras manifestaciones aquí contenidas se refieren únicamente a la situación existente en la fecha de realización de este documento. Ni Gas Natural Fenosa ni ninguna de sus filiales, asesores o representantes, ni ninguno de sus respectivos administradores, directivos, empleados o agentes serán responsables en modo alguno por cualquier perjuicio que resulte del uso de este documento o de su contenido, o relacionado en cualquier otro modo con ésta.

La distribución de este documento podría estar sujeta a restricciones en determinadas jurisdicciones por lo que los receptores de este documento o quienes finalmente obtengan copia o ejemplar de la misma, deberán conocer dichas restricciones y cumplirlas. Mediante la lectura de este documento usted acepta quedar vinculado por las mencionadas limitaciones.

Este documento no constituye una oferta de ningún tipo, ni ninguna parte de este documento deberá tomarse como base para la formalización de ningún contrato o acuerdo.

Índice

Hechos destacados en el período	03	>	03
1. Principales magnitudes	04	>	06
2. Análisis de los resultados consolidados	07	>	12
3. Balance de situación y Fondos generados	13	>	16
4. Análisis de resultados por actividades	17	>	36
4.1. Distribución de gas	17	>	21
4.2. Distribución de electricidad	22	>	25
4.3. Gas	26	>	29
4.4. Electricidad	30	>	36
Hechos relevantes	37	>	39
Anexos. Tablas de resultados.	40	>	45
Cuenta de resultados consolidada	41	>	41
Información económica por actividades	42	>	43
Balance de situación consolidado	44	>	44
Estado de flujos de efectivo consolidado	45	>	45
Glosario de términos	46	>	46

Hechos destacados del período

El beneficio neto en los nueve primeros meses de 2017 alcanza los €793 millones

- El beneficio neto del período enero-septiembre de 2017 se sitúa en €793 millones y desciende un 14,7% frente al del mismo período del año anterior.
- El EBITDA alcanza los €3.140 millones en el período enero-septiembre de 2017 y disminuye un 12,3% con respecto al del período enero-septiembre de 2016, una vez reexpresado por la discontinuidad del negocio de distribución y comercialización de gas en Italia (7,4% en términos homogéneos sin considerar Electricaribe). Dicha disminución se concentra en el negocio de Electricidad España cuya evolución se ha visto condicionada por factores climatológicos, con contracción de la producción hidráulica de Gas Natural Fenosa del 72,4%.
- A 30 de septiembre de 2017 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 46,5%, ligeramente inferior al de 2016 que se situaba en el 46,9% y el ratio Deuda financiera neta/EBITDA en 3,5 veces, ligeramente superior al de 2016 que se situaba en 3,3.
- El 3 de agosto de 2017 se acordó la venta del 20% del negocio de distribución de gas en España a un consorcio formado por Allianz y CPPIB. Al tratarse de una transmisión sin pérdida de control se mantiene su integración global. Se espera que la transacción se complete antes del 31 de enero de 2018 una vez se obtengan las correspondientes autorizaciones.
- El 27 de septiembre de 2017 se pagó íntegramente en efectivo el dividendo a cuenta del ejercicio 2017 aprobado por el Consejo de Administración por importe de €0,330 por acción siguiendo la política de distribución de resultados que establece y un *pay out* mínimo del 70% con un dividendo mínimo de €1 por acción.
- El 6 de octubre de 2017, ante los sucesos sociales y políticos que han ocurrido en las últimas semanas en Cataluña, y debido a la inseguridad jurídica que ello provoca, el Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa acordó, en tanto se mantenga esta situación, cambiar su domicilio social a las actuales oficinas corporativas en Madrid, Avenida de San Luis, 77. Esta decisión no afecta a aquellas sociedades de Gas Natural Fenosa que prestan sus servicios exclusivamente en Cataluña y se adopta para mantener la operativa normal de la compañía y con el fin de proteger los intereses de la misma, sus clientes, empleados, acreedores y accionistas.
- El 13 de octubre de 2017 Gas Natural Fenosa cerró, en acuerdos separados con las compañías 2i Rete Gas y Edison, la venta de sus sociedades y activos en Italia por un importe total de €1.020 millones. El cierre de las operaciones, que se prevé entre el cuarto trimestre de 2017 y el primer trimestre de 2018, está sujeto a las correspondientes aprobaciones de las autoridades de competencia. Se espera que las transacciones generen plusvalías después de impuestos para Gas Natural Fenosa de aproximadamente €190 millones en su conjunto.

Dados los acuerdos de venta alcanzados se considera la venta altamente probable y se espera concluir la transacción en menos de un año, por lo que, a 30 de septiembre de 2017, los activos y pasivos relacionados con el negocio de distribución y comercialización de gas en Italia han sido reclasificados a activos no corrientes mantenidos para la venta en aplicación de la NIIF 5 "Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas". Adicionalmente, se ha considerado que se trata de una operación interrumpida al ser un componente clasificado como mantenido para la venta que representan una línea de negocio significativa y separada del resto, por lo que todos los ingresos y gastos correspondientes al negocio de distribución y comercialización de gas en Italia se presentan en el epígrafe "Resultados del ejercicio procedentes de operaciones interrumpidas después de impuestos", reexpresándose a efectos comparativos la cuenta de resultados de 30 de septiembre de 2016.

1. Principales magnitudes

Las cuentas de resultados y magnitudes operativas del período enero-septiembre de 2017 y 2016 están reexpresadas por discontinuidad del negocio de distribución y comercialización de gas en Italia, sin impacto en resultado neto.

1.1. Principales magnitudes económicas

3T17	3T16	%	(€ millones)	9M17	9M16	%
5.785	5.291	9,3	Importe neto de la cifra de negocios	17.940	16.576	8,2
1.006	1.165	-13,6	EBITDA	3.140	3.582	-12,3
547	655	-16,5	Resultado de explotación	1.791	2.078	-13,8
243	285	-14,7	Resultado neto	793	930	-14,7
844	958	-11,9	Cash flow operativo (CFO)	2.250	2.558	-12,0
-	-	-	Número medio de acciones (en millones)	1.001	1.001	-
-	-	-	Cotización a 30/09 (€)	18,73	18,30	2,3
-	-	-	Capitalización bursátil a 30/09	18.743	18.308	2,3
-	-	-	Beneficio por acción* (€)	0,79	0,93	-15,1
394	769	-48,8	Inversiones, netas	1.134	1.391	-18,5
-186	-531	-65,0	Patrimonio neto	18.060	18.262	-1,1
-253	-98	-	Patrimonio neto atribuido	14.356	14.477	-0,8
-95	312	-	Deuda financiera neta (a 30/09)	15.723	16.144	-2,6

* Sobre un número medio de acciones de 1.000.471.852 a 30 de septiembre de 2017 (1.000.689.341 a 30 de septiembre de 2016).

1.2. Ratios

		9M17	9M16
Endeudamiento	%	46,5	46,9
EBITDA/Coste deuda financiera neta	veces	6,7	6,4
Deuda financiera neta/EBITDA	veces	3,5	3,3
Relación cotización beneficio (PER)	veces	15,5	13,7
EV/EBITDA	veces	7,8	7,0

Nota: Datos bursátiles y de balance a 30 de septiembre.

1.3. Principales magnitudes operativas

Actividad de Distribución

3T17	3T16	%		9M17	9M16	%
118.978	106.697	11,5	Distribución de gas (GWh)	355.612	332.042	7,1
39.670	36.841	7,7	España	138.583	131.237	5,6
39.670	36.841	7,7	ATR ¹	138.583	131.237	5,6
79.308	69.856	13,5	Latinoamérica	217.029	200.805	8,1
46.935	41.685	12,6	Venta de gas	124.564	116.588	6,8
32.373	28.171	14,9	ATR	92.465	84.217	9,8
13.870	17.146	-19,1	Distribución de electricidad (GWh)	42.154	51.832	-18,7
8.550	8.532	0,2	Europa	25.883	25.783	0,4
643	628	2,4	Ventas de electricidad	1.999	1.945	2,8
7.907	7.904	0,0	ATR	23.884	23.838	0,2
5.320	8.614	-38,2	Latinoamérica (*)	16.271	26.049	-37,5
4.811	8.060	-40,3	Venta de electricidad	14.941	24.385	-38,7
509	554	-8,1	ATR	1.330	1.664	-20,1
3.472	3.411	1,8	Transmisión de electricidad (GWh)	10.868	10.942	-0,7
3.472	3.411	1,8	Latinoamérica	10.868	10.942	-0,7
-	-	-	Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 30/09)	13.351	13.002	2,7
-	-	-	España	5.348	5.311	0,7
-	-	-	Latinoamérica	8.003	7.691	4,1
-	-	-	Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 30/09)	8.301	10.805	-23,2
-	-	-	Europa	4.601	4.573	0,6
-	-	-	Latinoamérica (*)	3.700	6.232	-40,6
-	-	-	TIEPI en España (minutos) ²	29	35	-17,1

(*) 9M16 incluye la aportación de Electricaribe a las magnitudes consolidadas.

Actividad de Gas

3T17	3T16	%		9M17	9M16	%
77.283	71.154	8,6	Comercialización mayorista (GWh)	240.118	215.301	11,5
34.233	38.547	-11,2	España	109.035	111.383	-2,1
12.720	14.326	-11,2	Resto de Europa	45.150	46.111	-2,1
30.330	18.281	65,9	GNL Internacional	85.933	57.807	48,7
545	1.355	-59,8	Comercialización minorista (GWh)	16.338	18.205	-10,3
18.467	30.940	-40,3	Transporte de gas-EMPL (GWh) ³	67.900	83.239	-18,4

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

² Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada.

³ Gasoducto Europa-Magreb.

Actividad de Electricidad

3T17	3T16	%		9M17	9M16	%
11.636	12.012	-3,1	Energía eléctrica producida (GWh)	33.860	33.434	1,3
6.775	7.307	-7,3	España	19.935	20.073	-0,7
6.334	6.825	-7,2	Generación	18.228	18.095	0,7
282	447	-36,9	Hidráulica	1.019	3.691	-72,4
1.156	1.225	-5,6	Nuclear	3.341	3.329	0,4
977	2.111	-53,7	Carbón	3.808	3.047	25,0
3.919	3.042	28,8	Ciclos combinados	10.060	8.028	25,3
441	482	-8,5	Renovable y cogeneración	1.707	1.978	-13,7
4.861	4.705	3,3	Internacional	13.925	13.361	4,2
4.286	4.072	5,3	México (CC)	12.211	11.580	5,4
93	135	-31,1	México (eólico)	399	522	-23,6
9	-	-	Brasil (solar)	9	-	-
116	134	-13,4	Costa Rica (hidráulica)	312	304	2,6
30	28	7,1	Panamá (hidráulica)	68	61	11,5
252	276	-8,7	República Dominicana (fuel)	718	761	-5,7
75	60	25,0	Kenia (fuel)	208	133	56,4
-	-	-	Capacidad de generación eléctrica (MW)	15.486	15.416	0,5
-	-	-	España	12.716	12.714	-
-	-	-	Generación	11.569	11.569	-
-	-	-	Hidráulica	1.954	1.954	-
-	-	-	Nuclear	604	604	-
-	-	-	Carbón	2.010	2.010	-
-	-	-	Ciclos combinados	7.001	7.001	-
-	-	-	Renovable y cogeneración	1.147	1.145	0,2
-	-	-	Internacional	2.770	2.702	2,5
-	-	-	México (CC)	2.035	2.035	-
-	-	-	México (eólico)	234	234	-
-	-	-	Brasil (solar)	68	-	-
-	-	-	Costa Rica (hidráulica)	101	101	-
-	-	-	Panamá (hidráulica)	22	22	-
-	-	-	República Dominicana (fuel)	198	198	-
-	-	-	Kenia (fuel)	112	112	-

2. Análisis de los resultados consolidados

Las cifras más destacables de la cuenta de pérdidas y ganancias son las siguientes:

3T17	3T16	%	(€ millones)	9M17	9M16	%
5.785	5.291	9,3	Importe neto de la cifra de negocios	17.940	16.576	8,2
1.006	1.165	-13,6	EBITDA	3.140	3.582	-12,3
547	655	-16,5	Beneficio de explotación	1.791	2.078	-13,8
-149	-213	-30,0	Resultado financiero	-495	-627	-21,1
10	13	-23,1	Resultado método de participación	17	2	-
-71	-106	-33,0	Impuesto sobre beneficios	-282	-339	-16,8
5	20	-75,0	Resultado operaciones interrumpidas	22	66	-66,7
-99	-84	17,9	Participaciones no dominantes	-260	-250	4,0
243	285	-14,7	Resultado neto	793	930	-14,7

2.1. Cambios en el perímetro de consolidación y otras transacciones significativas

A lo largo del ejercicio 2016, Electricaribe, sociedad participada en un 85,38% por Gas Natural Fenosa, padeció muy fuertes tensiones de tesorería consecuencia de las acciones y omisiones de la República de Colombia. El 14 de noviembre de 2016 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de la República de Colombia (Superintendencia) ordenó la intervención de Electricaribe, así como el cese de los miembros del órgano de administración y del gerente general y su sustitución por un Agente especial designado por la Superintendencia, de forma que, al cierre de diciembre de 2016 Gas Natural Fenosa ya había perdido el control y cualquier poder de influencia significativa sobre Electricaribe. Posteriormente, el 11 de enero de 2017 la Superintendencia acordó la prórroga de la intervención hasta el 14 de marzo de 2017, anunciando, en dicha fecha, la decisión de liquidar la sociedad Electricaribe.

El 22 de marzo de 2017 Gas Natural Fenosa entregó la documentación pertinente para el inicio del procedimiento arbitral ante el Tribunal de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI) con el objetivo de recuperar la compañía con un marco regulatorio viable, y en su defecto, conseguir una compensación de acuerdo al valor justo de la sociedad que se estima en más de \$1.000 millones. El inicio formal del arbitraje se ha solicitado ante el Tribunal de la CNUDMI que, al igual que el CIADI del Banco Mundial, está previsto como foro adecuado de resolución de diferencias en el acuerdo bilateral de promoción y protección recíproca de inversiones entre Colombia y España.

El 9 de junio de 2017 Electricaribe suscribió un contrato con la entidad pública Financiera de Desarrollo Nacional para que ésta evaluara y definiera las posibles alternativas de estructuración e implementación de la solución definitiva para la continuidad de la prestación del servicio de energía en la Costa Caribe. Posteriormente se ha contratado a un banco de negocios internacional y se ha informado que los trabajos de ambos se extenderán hasta la segunda mitad del año 2018.

A 31 de diciembre de 2016 Gas Natural Fenosa dejó de consolidar Electricaribe y, siguiendo lo indicado por la normativa contable aplicable en este caso, NIIF 10, procedió a dar de baja sus activos, pasivos y participaciones no dominantes por un importe neto de €475 millones. Asimismo, en el epígrafe de Activos financieros disponibles para la venta, se reconoció la inversión en Electricaribe, de acuerdo con la NIC 39, por su valor razonable (€475 millones). Dado que Electricaribe es una inversión en instrumentos de patrimonio que no dispone de un precio de mercado cotizado, en la valoración se aplicaron criterios de prudencia valorativa. No obstante, Gas Natural Fenosa entiende que el importe final que razonablemente cabría esperar que fuera reconocido por los órganos y tribunales llamados a decidir en su caso sobre la fijación de un precio o indemnización, conforme al justo valor de mercado, sería superior al importe indicado.

Ejercicio 2017

El 13 de octubre de 2017 Gas Natural Fenosa cerró, en acuerdos separados con las compañías 2i Rete Gas y Edison, la venta de sus sociedades y activos en Italia por un importe total de €1.020 millones. El cierre de las operaciones, que se prevé entre el cuarto trimestre de 2017 y el primer trimestre de 2018, está sujeto a las correspondientes aprobaciones de las autoridades de competencia. Se espera que las transacciones generen plusvalías después de impuestos para Gas Natural Fenosa de aproximadamente €190 millones en su conjunto.

Dados los acuerdos de venta alcanzados se considera la venta altamente probable y se espera concluir la transacción en menos de un año, por lo que, a 30 de septiembre de 2017, los activos y pasivos relacionados con el negocio de distribución y comercialización de gas en Italia han sido reclasificados a activos no corrientes mantenidos para la venta en aplicación de la NIIF 5 “Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas”.

Adicionalmente, se ha considerado que se trata de una operación interrumpida al ser un componente clasificado como mantenido para la venta que representan una línea de negocio significativa y separada del resto, por lo que todos los ingresos y gastos correspondientes al negocio de distribución y comercialización de gas en Italia se presentan en el epígrafe “Resultados del ejercicio procedentes de operaciones interrumpidas después de impuestos”, reexpresándose a efectos comparativos la cuenta de resultados de 30 de septiembre de 2016. El impacto de la reexpresión sobre la cuenta de resultados consolidada a 30 de septiembre de 2016 es el siguiente:

(€ millones)	9M16	Impacto reexpresión	9M16 reexpresada
Importe neto de la cifra de negocios	16.746	-170	16.576
Aprovisionamientos	-11.013	73	-10.940
Margen bruto	5.733	-97	5.636
Otros ingresos de explotación	188	-18	170
Gastos de personal	-759	14	-745
Tributos	-345	1	-344
Otros gastos de explotación	-1.177	42	-1.135
EBITDA	3.640	-58	3.582
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-1.305	19	-1.286
Dotación a provisiones	-223	5	-218
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	2.112	-34	2.078
Resultado financiero	-629	2	-627
Resultado de entidades método participación	2	-	2
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.485	-32	1.453
Impuesto sobre beneficios	-349	10	-339
Resultado operaciones interrumpidas	44	22	66
Participaciones no dominantes	-250	-	-250
RESULTADO ATRIBUIBLE AL GRUPO	930	-	930

Ejercicio 2016

Con fecha 18 de diciembre de 2015 Gas Natural Fenosa, que mantenía una participación de control a través de CGE del 56,62% en la sociedad chilena Gasco, S.A., firmó un acuerdo con un grupo de accionistas que mantenía una participación del 22,4% en Gasco, S.A., denominado Familia Pérez Cruz, para la división de la sociedad Gasco, S.A. en dos empresas, una dedicada al negocio del gas natural que permanecería bajo el control de Gas Natural Fenosa, y la otra al negocio del gas licuado del petróleo (GLP) que pasaría a controlar la Familia Pérez Cruz. Una vez materializada la división, con fecha 6 de julio de 2016 cada una de las partes lanzó una oferta pública de adquisición de acciones (OPA) por el 100%, en su sociedad, con el fin de desarrollar su propio proyecto independiente. El 8 de agosto de 2016 Gas Natural Fenosa comunicó la venta de las acciones de Gasco S.A. por un total de 160.197 millones de pesos chilenos (€220 millones), lo que supuso una plusvalía neta de €4 millones, así como el éxito de la OPA sobre Gas Natural Chile, S.A., adquiriendo un 37,88% de participación adicional por un total de 223.404 millones de pesos chilenos (€306 millones). Como consecuencia de lo antes indicado, la participación de control de Gas Natural Fenosa sobre Gas Natural Chile, S.A. pasó a ser del 94,50%.

En abril de 2016, Unión Fenosa Gas (sociedad consolidada por el método de la participación) vendió a la Xunta de Galicia y al Grupo Tojeiro, a través de Gasifica, S.A., su participación del 21,0% en Regasificadora del Noroeste, S.A. (Reganosa) por un importe de €28 millones, generando para Gas Natural Fenosa una plusvalía neta de impuestos de €1 millón.

En junio de 2016 Unión Fenosa Gas alcanzó un acuerdo con Enagás para la venta, a través de Infraestructuras de Gas, S.A., de su participación del 42,5% en Planta de regasificación de Sagunto, S.A. (Saggas) por €106 millones. Esta operación se materializó en julio de 2016, generándose para Gas Natural Fenosa una plusvalía neta de impuestos de €21 millones.

Con fecha 29 de junio de 2016 Gas Natural Fenosa, a través de la sociedad Aprovevisionadora Global de Energía, S.A. (AGESA), filial de Gas Natural Chile, S.A., firmó con Enagás un acuerdo de venta del 20,0% de la participación en GNL Quintero, S.A. (Chile), por \$200 millones, \$197 millones tras los ajustes por dividendos a la fecha de cierre (€182 millones). La operación se cerró en noviembre de 2016 y supuso la obtención de una plusvalía antes de impuestos y participaciones no dominantes de €128 millones y una plusvalía neta de €50 millones.

Con fecha 29 de julio de 2016 Gas Natural Fenosa adquirió el 100% de la comercializadora irlandesa de gas y electricidad Vayu Limited (Vayu), la que se enmarca en el cumplimiento del nuevo plan estratégico que contempla el crecimiento en el negocio de comercialización de energía en Europa. Esta operación complementa la posición del Grupo en los mercados europeos donde ya está presente (Francia, Italia, Bélgica, Países Bajos, Portugal, Alemania y Luxemburgo) y permitirá desarrollar la actividad de trading y operaciones de GNL. Vayu cuenta con una cuota de comercialización de grandes clientes industriales y comerciales de gas en Irlanda del 15%, mientras que la de comercialización de electricidad es de alrededor del 6%.

2.2. Análisis de resultados

2.2.1. Importe neto de la cifra de negocios

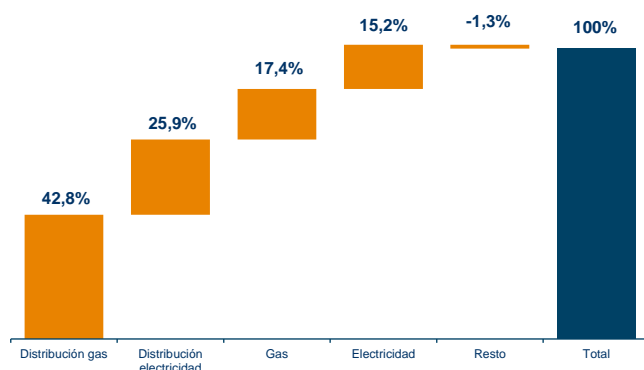
El importe neto de la cifra de negocios hasta el 30 de septiembre de 2017 asciende a €17.940 millones y registra un aumento del 8,2% respecto al año anterior, debido, fundamentalmente, al incremento de los volúmenes y precios de venta de la actividad de gas en comparación con los del mismo período del año anterior, al incremento del precio del pool compensado por la disminución de volúmenes de venta en la actividad de electricidad, así como a la evolución de los tipos de cambio.

2.2.2. EBITDA y Resultado de explotación

El EBITDA consolidado del período enero-septiembre del año 2017 disminuye en €442 millones y alcanza los €3.140 millones, con una disminución del 12,3% respecto al mismo período del año anterior una vez reexpresado por discontinuidad del negocio de distribución y comercialización de gas en Italia. No obstante, el período enero-septiembre de 2017 no incorpora los resultados de Electricaribe por lo que, en términos homogéneos, la disminución solo sería del 7,4%.

La evolución de las monedas en su traslación a euros en el proceso de consolidación ha tenido un impacto positivo en el EBITDA del período enero-septiembre del año 2017 de €28 millones respecto al mismo período del año 2016, causado fundamentalmente por la apreciación del real brasileño y el peso chileno.

Contribución al EBITDA por actividades

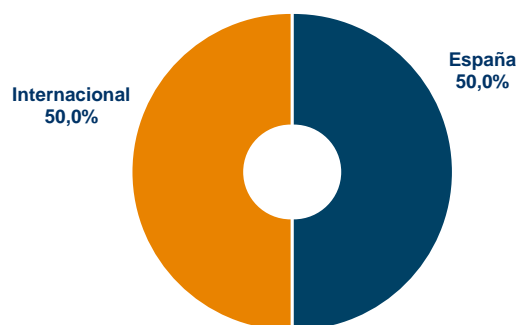


En el gráfico adjunto se pueden apreciar las distintas contribuciones al EBITDA por líneas de negocio y su diversificación, donde destaca la aportación de la actividad de distribución de gas con un 42,8% del total consolidado. Le siguen la actividad de distribución de electricidad con un 25,9%, la actividad de gas con un 17,4% y la actividad de electricidad con un 15,2%.

Contribución al EBITDA por zona geográfica

El EBITDA de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa disminuye un 3,0% y representa un 50,0% del total consolidado frente a un 45,2% en el mismo período del año anterior. Por otro lado, el EBITDA proveniente de las operaciones en España disminuye un 20,0% y disminuye su peso relativo en el total consolidado al 50,0%.

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 30 de septiembre de 2017 ascienden a €1.247 millones y registran una disminución del 3,0% respecto al año anterior principalmente por la extensión de la vida útil de las centrales de ciclo combinado de 25 a 35 años.



Las provisiones por morosidad se sitúan en €102 millones frente a €218 millones en el año anterior, disminución debida básicamente al efecto de la desconsolidación de Electricaribe.

El resultado de explotación del período enero-septiembre del año 2017 ha disminuido en €287 millones respecto al mismo período del año anterior, situándose en €1.791 millones, lo que supone una disminución del 13,8% respecto al mismo período del año anterior, una vez reexpresado por discontinuidad del negocio de distribución y comercialización de gas en Italia (-12,0% en términos homogéneos sin considerar Electricaribe).

Como consecuencia de los desastres naturales por incendios y temporales de viento y nieve acaecidos en Chile y Moldavia se ha registrado un importe de €15 millones en el epígrafe de “Otros gastos de explotación” correspondientes a gastos e indemnizaciones incurridos en relación con los mismos y un importe de €5 millones en el epígrafe de “Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado” correspondientes al deterioro y baja del valor de los elementos de inmovilizado material afectados.

2.2.3. Resultado financiero

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

3T17	3T16	(€ millones)	9M17	9M16
-320	-373	Coste deuda financiera neta	-465	-564
-33	-49	Otros gastos/ingresos financieros	-42	-75
7	8	Ingreso financiero Costa Rica ¹	12	12
-346	-414	Resultado financiero	-495	-627

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

El coste de la deuda financiera neta del período enero-septiembre del año 2017 asciende a €465 millones, inferior al mismo período del año anterior debido a la desconsolidación de Electricaribe y a la reducción de tipos en nuevas emisiones, que refinancian deuda que ha llegado a vencimiento, así como reestructuración de préstamos bancarios.

El coste medio de la deuda financiera bruta es del 3,6%, con el 80% de la deuda neta a tipo fijo.

2.2.4 Resultado de entidades por el método de participación

En el período enero-septiembre del año 2017 la aportación al resultado de entidades por el método de participación asciende a €17 millones (€2 millones en el mismo período de 2016) debido a la aportación positiva de Ecoeléctrica en Puerto Rico y de otras participaciones (Chile y generación renovable) compensada en parte con el resultado negativo que aporta el subgrupo Unión Fenosa Gas.

2.2.5. Impuesto sobre beneficios

La tasa efectiva al 30 de septiembre de 2017 registrada en base a la mejor estimación de la tasa efectiva para todo el ejercicio anual ha ascendido a 21,5% frente al 23,3% en el mismo período del año anterior.

En el último trimestre de 2017, como consecuencia de la fusión por absorción de CGE Distribución, S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica, S.A. (CONAFE) y Empresa Eléctrica de Atacama, S.A. (EMELAT) por Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) en Chile, se espera un efecto positivo aproximado en resultado neto de €115 millones por la disminución del pasivo por impuestos diferidos tras la asignación del fondo de comercio al valor fiscal de activos.

2.2.6. Resultado operaciones interrumpidas

El 13 de octubre de 2017 Gas Natural Fenosa cerró, en acuerdos separados con las compañías 2i Rete Gas y Edison, la venta de sus sociedades y activos en Italia, por lo que se ha considerado que dicha actividad se trata de una operación interrumpida. El resultado neto aportado por la actividad de Italia a 30 de septiembre de 2017 asciende a €22 millones (€ 22 millones en el mismo período del año anterior). Adicionalmente, a 30 de septiembre de 2016 se incluía el resultado neto de la actividad de GLP en Chile (€44 millones) enajenada en agosto de 2016.

Las principales magnitudes asociadas con la actividad regulada de gas en Italia son:

3T17	3T16	%		9M17	9M16	%
313	352	-11,1	Ventas - ATR (GWh)	2.710	2.541	6,7
16	24	-33,3	Red de distribución (km)	7.307	7.234	1,0
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	461	458	0,7

La actividad de distribución de gas alcanza los 2.710 GWh, con un aumento del 6,7% respecto al año 2016 por una climatología favorable.

La red de distribución al 30 de septiembre de 2017 asciende a 7.307 km, con un aumento de 16 km en los últimos tres meses.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 460.697 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, lo que supone un ligero incremento respecto al año anterior.

En relación a la actividad de comercialización de gas las principales magnitudes son:

3T17	3T16	%		9M17	9M16	%
1.408	1.204	16,9	Suministro de gas en Italia (GWh)	8.339	6.630	25,8
1.176	982	19,8	Mayorista	6.021	4.522	33,1
232	222	4,5	Minorista	2.318	2.108	10,0

2.2.7. Participaciones no dominantes

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

El resultado atribuido a participaciones no dominantes hasta el 30 de septiembre de 2017 asciende a -€260 millones en línea al del mismo período del año anterior que ascendía a -€250 millones.

2.2.8. Resultado neto

Finalmente, el resultado neto del período enero-septiembre del año 2017 asciende a €793 millones, con una disminución del 14,7% frente al obtenido en el mismo período del año anterior.

3. Balance de situación y Fondos generados

Las cifras más destacadas del balance de situación son las siguientes:

3T17	3T16	%	(€ millones)	9M17	9M16	%
-856	214	-	Inmovilizado material e intangible	32.807	34.430	-4,7
-95	312	-	Deuda financiera neta	15.723	16.144	-2,6
-186	-531	-65,0	Patrimonio neto	18.060	18.262	-1,1
-253	-98	-	Patrimonio neto atribuido	14.356	14.477	-0,8

3.1. Inversiones

El desglose de las inversiones netas por naturaleza es el siguiente:

(€ millones)	9M17	9M16	%
Inversiones materiales e intangibles	1.123	1.294	-13,2
Inversiones financieras	31	366	-
Total inversiones brutas	1.154	1.660	-30,5
Desinversiones y otros	-20	-269	-
Total inversiones netas	1.134	1.391	-18,5

Las inversiones materiales e intangibles del período enero-septiembre del año 2017 alcanzan los €1.123 millones, con una disminución del 13,2% respecto a las del mismo período del año anterior, debido a que en 2016 se registró la contratación de un nuevo buque metanero en régimen de arrendamiento financiero por €206 millones.

Sin este impacto, las inversiones materiales e intangibles aumentarían un 3,2%, fundamentalmente por el aumento de las inversiones en distribución de gas y electricidad en Latinoamérica, así como en Electricidad.

Inversiones materiales e intangibles por actividades

(€ millones)	9M17	% contribución	9M16	% contribución	% variación
Distribución gas	370	32,9	453	35,0	-18,3
España	117	10,4	264	20,4	-55,7
Latinoamérica	253	22,5	189	14,6	33,9
Distribución electricidad	435	38,7	415	32,1	4,8
España	155	13,8	167	12,9	-7,2
Moldavia	6	0,5	5	0,4	20,0
Latinoamérica	274	24,4	243	18,8	12,8
Gas	53	4,7	230	17,8	-77,0
Infraestructuras	14	1,2	6	0,5	-
Comercialización	39	3,5	224	17,3	-82,6
Electricidad	200	17,8	115	8,9	73,9
España	83	7,4	62	4,8	33,9
Internacional	117	10,4	53	4,1	-
Resto	65	5,9	81	6,2	-19,8
Total inversiones materiales e intangibles	1.123	100,0	1.294	100,0	-13,2

La actividad de distribución de electricidad representa el 38,7% del total consolidado, siendo el mayor foco inversor y aumenta un 4,8% respecto al mismo período del año anterior. La distribución de electricidad en Latinoamérica representa un 24,4% del total consolidado e incrementa un 12,8% básicamente por el incremento de inversión en Chile.

La distribución de gas representa el 32,9% del total consolidado y disminuye un 18,3% respecto al mismo período del año anterior por la disminución del 55,7% de la inversión en España que, en 2016, incluía parte de la inversión por adquisición de nuevos puntos de suministro de GLP. Compensa esta disminución el

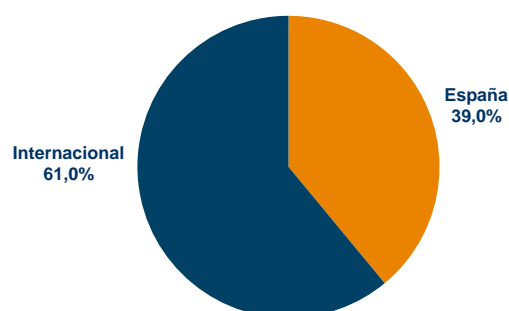
crecimiento del 33,9% en la distribución de gas en Latinoamérica que representa un 22,5% del total consolidado y muestra incrementos de inversión en todos los países tanto en mantenimiento como en crecimiento de red.

La actividad de electricidad representa un 17,8% del total consolidado. En España aumenta un 33,9% respecto al mismo período del año anterior básicamente por la inversión en nuevos proyectos eólicos en las Islas Canarias. En Electricidad Internacional aumenta un 120,8% principalmente por el desarrollo de proyectos fotovoltaicos en Brasil y eólicos en Australia.

Inversiones materiales e intangibles por zona geográfica

En el ámbito geográfico, las inversiones en el exterior aumentan en un 32,2% y representan un 61,0% del total, frente a un 40,0% en el año anterior.

Por su lado, las inversiones en España disminuyen un 43,6% bajando su contribución al 39,0% frente a un 60,0% en el año anterior, debido a que en septiembre de 2016 se registró la contratación de un nuevo buque metanero en régimen de arrendamiento financiero.



Sin este impacto, las inversiones en España del período enero-septiembre de 2016 representarían un 52,4% del total.

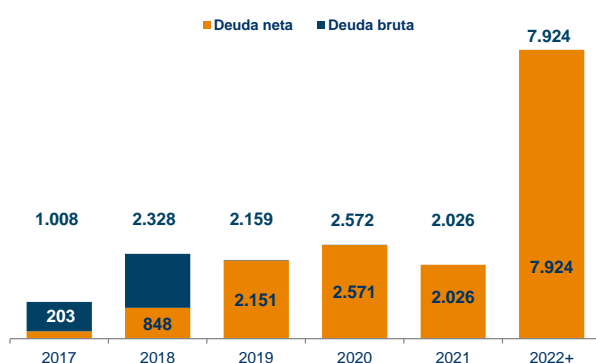
3.2. Deuda y gestión financiera

3.2.1. Deuda financiera

A 30 de septiembre de 2017 la deuda financiera neta alcanza los €15.723 millones y sitúa el ratio de endeudamiento en el 46,5% (€16.144 millones y 46,9% a 30 de septiembre de 2016).

Los ratios de Deuda neta/EBITDA y EBITDA/Coste deuda financiera neta se sitúan a 30 de septiembre de 2017 en 3,5x y en 6,7x, respectivamente. Considerando los flujos por la venta de los negocios en Italia, el ratio de Deuda neta/EBITDA se situaría en 3,4x.

Vencimiento de la deuda financiera (€ millones)



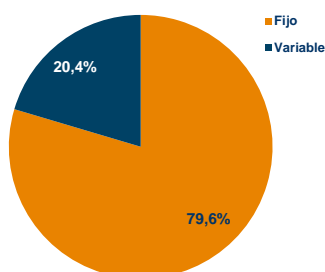
En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 93,3% tiene vencimiento igual o posterior al año 2019. La vida media de la deuda neta se sitúa en 5,5 años.

En el gráfico adjunto se muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta y bruta de Gas Natural Fenosa a 30 de septiembre de 2017. La deuda bruta asciende a €18.017 millones.

El 5,2% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 94,8% restante a largo plazo.

Estructura de la deuda financiera neta

La estructura de la deuda considerando el impacto de las coberturas financieras contratadas es mayoritariamente a tipo de interés fijo:



La siguiente tabla muestra el desglose por monedas de la deuda financiera neta a 30 de septiembre de 2017 y su peso relativo sobre el total:

(€ millones)	30/09/17	%
EUR	12.506	79,6
CLP	1.591	10,1
US\$	917	5,8
MXN	297	1,9
BRL	284	1,8
COP	123	0,8
Otras	5	-
Total deuda financiera neta	15.723	100,0

3.2.2. Liquidez

A 30 de septiembre de 2017 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de €9.779 millones, lo que supone la cobertura de vencimientos superior a los 24 meses, según el siguiente detalle:

Fuentes de liquidez (€ millones)	Límite	Dispuesto	Disponibilidad
Líneas de crédito comprometidas	7.591	451	7.140
Líneas de crédito no comprometidas	506	150	356
Préstamos no dispuestos	52	-	52
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	-	-	2.231
Total	8.149	601	9.779

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 30 de septiembre de 2017 se sitúan en €6.206 millones e incluyen el programa Euro Medium Term Notes (EMTN) por importe de €3.895 millones, el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por €500 millones y los programas de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores, de Valores Comerciales Negociables en Panamá, el Programa de Bonos Ordinarios en Colombia y las líneas de bonos en Chile, que conjuntamente suponen €1.811 millones.

3.2.3. Principales operaciones financieras

En abril de 2017 Gas Natural Fenosa realizó una emisión de bonos bajo su programa EMTN por valor de €1.000 millones con vencimiento a 7 años y un cupón de 1,125%. Dicho importe fue empleado para llevar a cabo la recompra de obligaciones por importe de €1.000 millones con vencimientos en 2018, 2020 y 2021. Adicionalmente, el pasado 29 de septiembre de 2017 Gas Natural Fenosa efectuó bajo su programa EMTN una emisión privada de un bono a 12 años por importe de €300 millones y un cupón de 1,875%, cuyo desembolso se ha efectuado en octubre.

Dentro del proceso de optimización continua de la deuda financiera, durante el tercer trimestre se han firmado dos operaciones a largo plazo con entidades de crédito institucionales: una a 20 años con 4 años de carencia de €450 millones con el Banco Europeo de Inversiones y otra a 12 años con 2 años de carencia de €200 millones con el Instituto de Crédito Oficial.

Durante el tercer trimestre se han refinanciado/optimizado operaciones corporativas por importe de €3.013 millones (€6.637 millones en el año 2017) de las cuales €645 millones corresponden a préstamos (€1.329 millones en el año 2017) y €2.368 millones a líneas de crédito (€5.308 millones el año 2017).

En paralelo se han contratado coberturas de tipos a largo plazo que permiten mantener el 80% de la deuda neta a fijo.

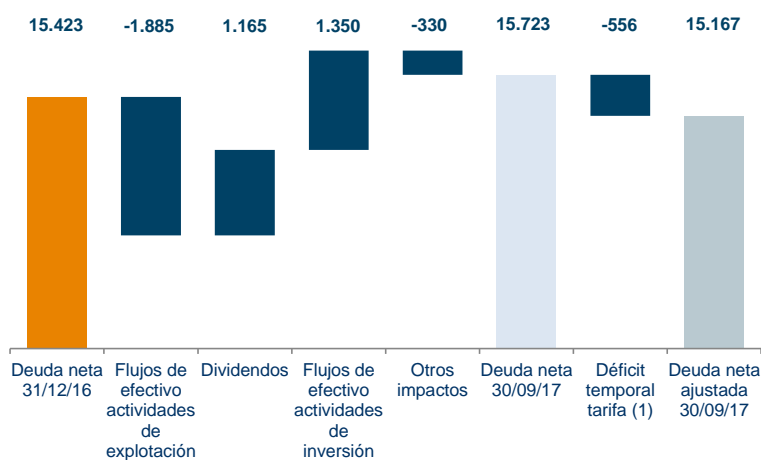
3.2.4. Calificación crediticia

La tabla adjunta detalla la calificación crediticia de la deuda de Gas Natural Fenosa a largo y corto plazo:

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

3.3. Flujos de efectivo

El flujo de efectivo y la conciliación de la deuda financiera neta del período enero-septiembre del año 2017 han sido los siguientes:



(1) Incluye €105 millones de déficit de tarifa eléctrico y €451 millones de déficit de tarifa de gas (2014: €320 millones, 2015: €9 millones, 2016: €38 millones y 2017: €84 millones).

En otros impactos se recogen diferencias de conversión y otros. Adicionalmente, incluye el impacto en deuda neta por el traspaso del negocio de distribución y comercialización en Italia a activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta por importe de -€210 millones.

3.4. Patrimonio neto y remuneración al accionista

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

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

El Consejo de Administración aprobó el dividendo a cuenta del ejercicio 2017 de €0,330 por acción que ha sido pagado íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2017.

A 30 de septiembre de 2017 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los €18.060 millones. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de €14.356 millones.

El 3 de agosto de 2017 se acordó la venta del 20% del negocio de distribución de gas en España a un consorcio formado por Allianz y CPPIB por €1.500 millones. Al tratarse de una transmisión sin pérdida de control se mantiene su integración global en el consolidado estimándose un impacto positivo en reservas por €1.040 millones. Se espera que la transacción se complete antes del 31 de enero de 2018 una vez se obtengan las correspondientes autorizaciones.

4. Análisis de resultados por actividades

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

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

4.1. Distribución gas

4.1.1. España

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

4.1.1.1. Resultados

3T17	3T16	%	(€ millones)	9M17	9M16	%
313	303	3,3	Importe neto de la cifra de negocios	951	884	7,6
-1	-3	-66,7	Aprovisionamientos	-51	-12	-
-20	-22	-9,1	Gastos de personal, neto	-59	-61	-3,3
-51	-49	4,1	Otros gastos/ingresos	-161	-158	1,9
241	229	5,2	EBITDA	680	653	4,1
-75	-71	5,6	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-223	-215	3,7
-1	-1	-	Provisiones de morosidad	-5	-1	-
165	157	5,1	Resultado de explotación	452	437	3,4

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los €951 millones, superior en €67 millones respecto al mismo período del año anterior, aumento asociado básicamente a la actividad de GLP por la compra de puntos de suministro que se hizo efectiva el último trimestre del año 2016. Asimismo también se ha registrado en 2017 un mayor volumen de operaciones en la actividad de inspección reglamentaria, de acuerdo con la programación prevista, en comparación con el ejercicio 2016 que fue un año valle, con un menor número de inspecciones, motivado por el cambio de la obligatoriedad de la inspección de 4 a 5 años.

La mayor actividad en GLP se traslada en los aprovisionamientos por el mayor volumen de descargas para hacer frente a la mayor demanda y el mayor volumen de operaciones de inspecciones reglamentarias supone un aumento de su coste.

Como consecuencia de todo ello junto con los impactos positivos en gastos operativos por la implantación de medidas de eficiencia, el EBITDA aumenta en un 4,1%.

4.1.1.2. Principales magnitudes

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

3T17	3T16	%		9M17	9M16	%
39.670	36.841	7,7	Ventas - ATR (GWh)	138.583	131.237	5,6
-7.308	1.002	-	Ventas de GLP (tn)	77.915	15.066	-
108	96	12,5	Red de distribución (km)	53.150	51.790	2,6
12	9	33,3	Incremento de puntos de suministro, en miles	35	45	-22,2
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	5.348	5.311	0,7

Las ventas de la actividad regulada de gas crecen un 5,6% (+7.346 GWh).

La demanda residencial está por debajo respecto al mismo período del año anterior, un -3,6% (-1.088 GWh).

El crecimiento de la demanda se centra en el mercado industrial. En el sector de menor a 60 bares presenta un incremento del 7,2% (+4.775 GWh). La demanda de transporte y la industrial de más de 60 bares crece un 13,5% (+3.685 GWh).

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

La red de distribución se incrementa en 1.194 km en los nueve primeros meses del 2017.

En relación al incremento de puntos de suministro, como parte de la implantación de medidas de eficiencia, se ha trabajado en la adecuación del modelo de expansión con el objetivo de reducir los costes unitarios de captación lo que ha causado un cierto retraso en las puestas en servicio residenciales, que, no obstante, se ve compensado en términos de retribución por las mayores puestas en servicio de gran consumo.

4.1.2. Latinoamérica

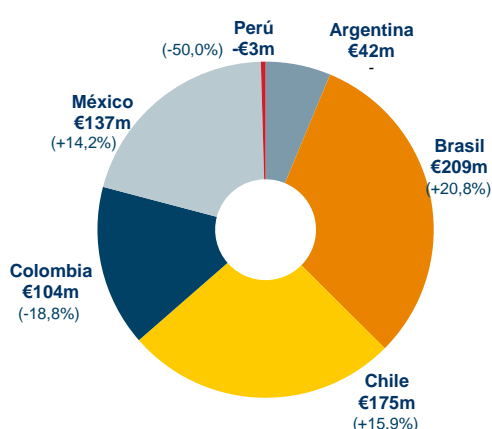
Corresponde a la actividad regulada de distribución de gas en Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México y Perú. En Chile incluye además la actividad de aprovisionamiento y comercialización de gas.

4.1.3.1. Resultados

3T17	3T16	%	(€ millones)	9M17	9M16	%
1.192	851	40,1	Importe neto de la cifra de negocios	3.455	2.616	32,1
-816	-550	48,4	Aprovisionamientos	-2.422	-1.735	39,6
-35	-31	12,9	Gastos de personal, neto	-103	-91	13,2
-91	-74	23,0	Otros gastos/ingresos	-266	-217	22,6
250	196	27,6	EBITDA	664	573	15,9
-44	-38	15,8	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-132	-117	12,8
-8	-6	33,3	Provisiones de morosidad	-21	-19	10,5
198	152	30,3	Resultado de explotación	511	437	16,9

El importe neto de la cifra de negocios asciende a €3.455 millones y registra un aumento del 32,1%, afectado por la apreciación de las principales monedas latinoamericanas.

EBITDA en Latinoamérica por países



El EBITDA alcanza los €664 millones, lo que supone un aumento del 15,9% respecto al del mismo período del año anterior, afectado por el comportamiento de las divisas en México (-4,6%), Colombia (3,9%), Brasil (9,5%) y Chile (1,1%). De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el EBITDA aumentaría en un 12,6%.

El gráfico adjunto muestra el detalle del EBITDA de la distribución de gas en Latinoamérica por países y sus variaciones respecto al mismo período de 2016.

La aportación de Brasil al EBITDA total representa un 31,5%. Descontando el efecto de tipo de cambio comentado, el EBITDA se incrementaría en un 11,1%. Los despachos de generación y ATR a las centrales térmicas se sitúan en el acumulado del tercer trimestre del año en niveles muy superiores al mismo período del año anterior (+26,0%), y las ventas de gas del mercado doméstico comercial registran caídas del 4,2% en la misma comparación temporal. Como contrapartida, en el mercado industrial se sigue percibiendo en el tercer trimestre el cambio de tendencia respecto al año anterior, registrándose un incremento del 7,5%; asimismo, las ventas de gas natural vehicular (GNV) superaron en un 10,5% las registradas el año anterior debido a la mayor competitividad del gas respecto a combustibles líquidos.

El EBITDA de México representa un 20,6% del conjunto del negocio. Excluyendo el efecto de tipo de cambio, el EBITDA de México se incrementa un 18,1%, con un incremento en el margen de venta del 19,97% por actualización de los índices de tarifa y registrándose crecimientos en todos los mercados.

El EBITDA de Colombia asciende a €104 millones, disminuyendo frente al año anterior (una vez excluido el efecto de tipo de cambio) en 22,5% como consecuencia del menor margen de comercialización registrado en el mercado secundario. Hasta el mes de abril de 2016, este mercado mostró un comportamiento atípicamente positivo por los efectos del fenómeno de El Niño, que provocaron una fuerte caída de la generación hidráulica. Adicionalmente, afecta el bajo volumen de ventas al mercado secundario registrado en el año 2017 debido a la abundancia del recurso hidráulico.

El EBITDA aportado por Chile alcanza €175 millones (+14,6% sin efecto tipo de cambio), debido básicamente a un incremento en el volumen de venta en el segmento residencial-comercial, y representa el 26,4% del total registrado en Latinoamérica.

El EBITDA de Argentina asciende a €42 millones, muy superior al resultado del mismo período del ejercicio anterior, tras la entrada en vigor el 1 de abril de 2017 de un nuevo cuadro tarifario para todos los mercados, y a pesar de que la aplicación de la nueva tarifa se realizará en tres etapas. En el acumulado del tercer trimestre del año se registra un mayor volumen de ventas en conjunto del 5,3%, concentrado especialmente en el mercado ATR, con un crecimiento del 22,6%.

4.1.3.2. Principales magnitudes

3T17	3T16	%		9M17	9M16	%
79.308	69.856	13,5	Ventas actividad de gas (GWh)	217.029	200.805	8,1
46.935	41.685	12,6	Ventas de gas	124.564	116.588	6,8
32.373	28.171	14,9	ATR	92.465	84.217	9,8
562	912	-38,4	Red de distribución (km)	84.251	82.778	1,8
82	90	-8,9	Incremento de puntos de suministro, en miles	230	243	-5,3
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	8.003	7.691	4,1

Las principales magnitudes físicas por países en 2017 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	55.292	63.071	34.950	19.865	43.851	217.029
Incremento vs. 9M 2016 (%)	5,3	18,6	-1,6	-5,5	13,6	8,1
Red de distribución (km)	25.804	7.446	7.160	22.212	21.629	84.251
Incremento vs. 30/09/2016 (km)	-211	74	228	476	906	1.473
Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	1.645	1.074	597	2.944	1.743	8.003
Incremento vs. 30/09/2016, en miles	18	50	22	111	111	312

A 30 de septiembre de 2017 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 8.003 miles de clientes. Con un crecimiento interanual de 312 mil clientes, destacan los crecimientos en Colombia y México.

Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica, que consideran las ventas de gas y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR), ascienden a 217.029 GWh, superiores a las registradas en el mismo período de 2016 especialmente por mayores ventas en México y en Brasil.

La red de distribución de gas se incrementa en 1.473 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 84.251 km a 30 de septiembre de 2017, lo que representa un crecimiento del 1,8%. A ello ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 906 km y en Colombia con 476 km.

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

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

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

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

- En Brasil, las puestas en servicio acumuladas a septiembre de 2017 en el mercado doméstico-comercial se reducen un 4,3% respecto al año anterior, como consecuencia del gran número de altas del mercado de nueva edificación realizadas en 2016 con motivo de los Juegos Olímpicos. Las ventas se incrementaron un 18,6%, debido a las mayores ventas en el mercado de generación y ATR, un 26,0%, por mayor utilización de centrales térmicas, en el mercado de gas natural vehiculado (GNV), se incrementa un 10,5%, por la mayor competitividad respecto a los combustibles líquidos y el mayor número de conversiones de vehículos demandadas en este período, y por las ventas al mercado industrial que crecen un 7,5% ante una situación macroeconómica en proceso de recuperación. Como contrapartida, se registra una caída en los mercados residencial y comercial de un 4,2%, principalmente por el menor consumo de los grandes comercios.
- En Colombia, las ventas de gas y ATR disminuyen respecto al año anterior en un 5,5% motivado principalmente por los clientes industriales (-7,7%) por efecto del volumen atípico de ventas registrado en el mercado secundario (mercado en el que se comercializan los excedentes de gas tras cubrir la demanda genérica de la cartera de clientes) durante los primeros meses de 2016 y el bajo volumen que se viene registrando en el año 2017. En los nueve primeros meses de 2017 se registró un incremento neto de 81.827 clientes doméstico-comerciales, lo cual representa una disminución del 7,5% frente al año anterior, producida fundamentalmente en el segmento de nueva edificación por la desaceleración de las ventas de obra terminada debido a la contracción del mercado.

En cuanto a los negocios no regulados de Colombia el margen se reduce un 12,9% en relación a los nueve primeros meses de 2016. La reducción de margen en soluciones energéticas, debida a la evolución negativa en productos de movilidad, se compensa parcialmente por una mejora del margen del en el mercado residencial y pymes, fundamentalmente por el producto Servigas.

- › En México, se mantiene la actividad del plan de aceleración del crecimiento, con unas mayores puestas en servicio del 2,3% y avances en todos los segmentos en la primera mitad del año. Las ventas de gas se incrementaron un 13,6%, principalmente en el mercado ATR, y un 2,7% el mercado industrial, asociado a mayores clientes y actividad; el consumo en el mercado doméstico-comercial se reduce, sin embargo, un 0,6%.

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

Continuando con el proceso de expansión se ha solicitado permiso para la distribución en las zonas de Tabasco, Campeche, Yucatán y Quintana Roo, que incluyen 28 municipios y en los que se concentran más de 5,3 millones de habitantes y 1,5 millones de viviendas, estando previsto dar servicio a 154.000 clientes en el plazo de 5 años.

- › En Chile, los puntos de suministro presentan un incremento de 22 mil conexiones, destacando el aumento del segmento residencial-comercial (3,8%) respecto al tercer trimestre de 2016. En relación a las ventas de gas y ATR, el mayor incremento se observa en el segmento residencial-comercial (11,3%), seguido del industrial (4,1%), mientras que las ventas del segmento ATR presentan un decrecimiento de 5,0%, en comparación del mismo período del ejercicio anterior.

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

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

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

- › En relación con la actividad en Perú a finales de octubre se ha producido el inicio de operación comercial tras la puesta en marcha del cargadero por parte de Shell.

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

4.2. Distribución electricidad

4.2.1. España

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

4.2.1.1. Resultados

3T17	3T16	%	(€ millones)	9M17	9M16	%
212	211	0,5	Importe neto de la cifra de negocios	632	627	0,8
-	-	-	Aprovisionamientos	-	-	-
-17	-22	-22,7	Gastos de personal, neto	-67	-67	-
-37	-35	5,7	Otros gastos/ingresos	-105	-103	1,9
158	154	2,6	EBITDA	460	457	0,7
-57	-55	3,6	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-170	-165	3,0
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
101	99	2,0	Resultado de explotación	290	292	-0,7

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

El importe neto de la cifra de negocio asciende a €632 millones, con un crecimiento de 0,8% con respecto al mismo período de 2016, por aplicación de las Órdenes Ministeriales anteriormente citadas y considerando el devengo de las inversiones puestas en servicio.

El EBITDA del período enero-septiembre de 2017 alcanza los €460 millones lo que supone un crecimiento del 0,7% con respecto al mismo período de 2016 debido al incremento en el importe neto de la cifra de negocios mencionado y a pesar de incluir el impacto negativo en gastos de personal por la implantación de medidas dentro del plan de eficiencias 2016-2018 del grupo por importe de €14 millones en 2017 (€ 6 millones en 2016).

4.2.1.2. Principales magnitudes

3T17	3T16	%		9M17	9M16	%
7.907	7.904	-	Ventas - ATR (GWh)	23.884	23.838	0,2
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	3.715	3.697	0,5
-	-	-	TIEPI (minutos)	29	35	-17,1

La energía suministrada el tercer trimestre del año 2017 se mantiene en línea con el año anterior, por el carácter cálido del año. La demanda nacional se situó en septiembre de 2017 en 186.880 GWh lo que supone un crecimiento del 0,7% según balance de Red Eléctrica de España (REE).

Los puntos de suministro evolucionan positivamente en 2017 y registran un incremento neto anual de 18.579 puntos.

El TIEPI, descontando la fuerza mayor debida a los temporales acaecidos en la zona de Galicia en febrero, presenta una variación positiva con respecto al mismo período del año anterior, debido a la buena climatología y a la ausencia de otras incidencias significativas

A 30 de septiembre de 2017 el 94% de los contadores instalados son contadores inteligentes y el 91% de la facturación es facturación remota.

Se sigue la planificación establecida para llegar al 31 de diciembre de 2018 al 100% de los contadores domésticos sustituidos, y con facturación remota, tal y como marca la ley.

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

3T17	3T16	%	(€ millones)	9M17	9M16	%
41	49	-16,3	Importe neto de la cifra de negocios	151	168	-10,1
-34	-35	-2,9	Aprovisionamientos	-118	-121	-2,5
-1	-2	-50,0	Gastos de personal, neto	-5	-5	-
-2	-2	-	Otros gastos/ingresos	-8	-7	14,3
4	10	-60,0	EBITDA	20	35	-42,9
-1	-1	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-4	-4	-
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
3	9	-66,7	Resultado de explotación	16	31	-48,4

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

El decremento del EBITDA en el período enero-septiembre del 2017 se debe al ajuste aplicado por el regulador en la tarifa aprobada en marzo de 2017 a las inversiones realizadas en 2015 vs el mínimo obligatorio y a la reforma de la metodología tarifaria de distribución a partir del mes de mayo.

4.2.2.2. Principales magnitudes

3T17	3T16	%		9M17	9M16	%
643	628	2,4	Ventas actividad de electricidad (GWh)	1.999	1.945	2,8
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	886	876	1,1

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

- › La energía suministrada presenta un incremento del 2,7% en el 2017 por aumento del consumo debido a un invierno con temperaturas más bajas en comparación con el mismo período del año anterior.
- › Los puntos de suministro alcanzan los 885.895, lo que supone un crecimiento del 1,1% respecto al mismo período del 2016 debido principalmente al crecimiento del sector inmobiliario.

4.2.3. Latinoamérica

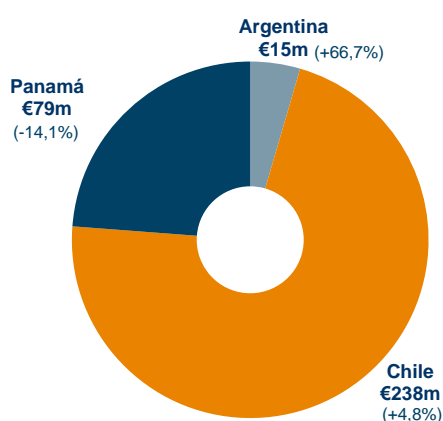
Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Argentina, Chile y Panamá y la transmisión de electricidad en Chile.

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

4.2.3.1. Resultados

3T17	3T16	%	(€ millones)	9M17	9M16	%
797	1.168	-31,8	Importe neto de la cifra de negocios	2.511	3.473	-27,7
-597	-848	-29,6	Aprovisionamientos	-1.896	-2.544	-25,5
-35	-55	-36,4	Gastos de personal, neto	-108	-155	-30,3
-61	-86	-29,1	Otros gastos/ingresos	-175	-255	-31,4
104	179	-41,9	EBITDA	332	519	-36,0
-31	-43	-27,9	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-94	-119	-21,0
-12	-52	-76,9	Provisiones de morosidad	-26	-137	-81,0
61	84	-27,4	Resultado de explotación	212	263	-19,4

EBITDA en Latinoamérica por países



El EBITDA de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los €332 millones. Sin considerar la aportación de Colombia al EBITDA del período de enero-septiembre de 2016 el EBITDA de la actividad aumentaría un 1,2%.

Sin el efecto conversión y en términos homogéneos sin considerar Electricaribe el EBITDA disminuiría un 0,6%.

El EBITDA del período de enero-septiembre de 2017 del negocio de Panamá alcanzó los €79 millones, presentando una caída del 14,1% sin considerar el efecto del tipo de cambio. Esta variación es debida, principalmente, a la devolución a clientes de ingresos correspondientes a la tarifa del período 2002-2006, a un mayor impacto en pérdidas de energía, y otros efectos en el precio, destacando los mayores ingresos percibidos en el primer semestre de 2016 por el reconocimiento, por parte del regulador, de costes de generación extraordinarios correspondientes al año 2015.

El EBITDA de Chile y Argentina (CGE) alcanzó los €253 millones, registrando un incremento de €11 millones sin considerar efectos asociados al tipo de cambio.

4.2.3.2. Principales magnitudes

3T17	3T16	%		9M17	9M16	%
5.320	8.614	-38,2	Ventas actividad de electricidad (GWh)	16.271	26.049	-37,5
4.811	8.060	-40,3	Ventas de electricidad	14.941	24.385	-38,7
509	554	-8,1	ATR	1.330	1.664	-20,1
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	3.700	6.232	-40,6

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 16.271 GWh, con una disminución del 37,5%, básicamente por la mencionada desconsolidación de Electricaribe (Colombia). Sin dicho efecto las ventas de la actividad aumentan un 1,9%.

Las principales magnitudes físicas por países en el período enero-septiembre de 2017 son las siguientes:

	Argentina	Chile	Colombia	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad (GWh):	1.441	11.007	-	3.823	16.271
Incremento vs. 9M 2016 (%)	-0,2	2,6	-	0,8	-37,5
Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	225	2.840	-	635	3.700
Incremento vs. 30/09/2016, en miles	6	76	-2.639	25	-2.532

El volumen de ventas en Panamá, presenta un ligero aumento frente al año anterior (+0,8%). Durante los nueve primeros meses de 2017 se han registrado unos niveles de temperatura por debajo de los registrados en los últimos dos años, lo cual ha atenuado el crecimiento de la demanda.

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

Transmisión de electricidad en Chile

3T17	3T16	%		9M17	9M16	%
3.472	3.411	1,8	Energía transportada (GWh)	10.868	10.942	-0,7
-	-	-	Red de transporte (km, a 30/09)	3.528	3.528	-

La energía transportada en Chile registra una disminución de 0,7% respecto al mismo período del año anterior, principalmente por una menor actividad durante el primer semestre del ejercicio que no se compensa con el incremento en el tercer trimestre. La red de transporte alcanzó los 3.528 kms, sin presentar variación respecto a la misma fecha de 2016.

4.3. Gas

4.3.1. Infraestructuras

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

4.3.1.1. Resultados

3T17	3T16	%	(€ millones)	9M17	9M16	%
78	81	-3,7	Importe neto de la cifra de negocios	242	240	0,8
-1	-1	-	Aprovisionamientos	-1	-2	-50,0
-1	-2	-50,0	Gastos de personal, neto	-4	-4	-
-7	-3	-	Otros gastos/ingresos	-15	-13	15,4
69	75	-8,0	EBITDA	222	221	0,5
-12	-15	-20,0	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-37	-39	-5,1
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
57	60	-5,0	Resultado de explotación	185	182	1,6

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el período enero-septiembre de 2017 alcanza los €242 millones, con un aumento del 0,8% respecto al mismo período del año anterior.

El EBITDA se eleva hasta los €222 millones, un 0,5% mayor que el del año anterior.

4.3.1.2. Principales magnitudes

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

3T17	3T16	%		9M17	9M16	%
18.467	30.940	-40,3	Transporte de gas - EMPL (GWh)	67.900	83.239	-18,4
7.366	10.766	-31,6	Portugal-Marruecos	27.807	30.754	-9,6
11.101	20.174	-45,0	España (Gas Natural Fenosa)	40.093	52.485	-23,6

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 67.900 GWh, un 18,4% inferior al mismo período del año anterior. Del volumen anterior, 40.093 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 27.807 GWh para Portugal y Marruecos.

Gas Natural Fenosa posee una participación del 14,9% en Medgaz, sociedad que ostenta la propiedad y opera el gasoducto submarino Argelia-Europa, que conecta Beni Saf con la costa de Almería, con una capacidad de 8 bcm/año. La capacidad correspondiente está asociada a un nuevo contrato de suministro de 0,8 bcm/año. Las cantidades transportadas por el gasoducto de Medgaz para Gas Natural Fenosa en los nueve primeros meses de 2017 ascienden a 5.150 GWh.

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

4.3.2. Comercialización

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

El negocio de comercialización de gas del período enero-septiembre de 2017 y 2016 se ha reexpresado por discontinuidad del negocio en Italia por lo que las ventas a la comercializadora del grupo en Italia se muestran dentro del negocio de GNL Internacional mientras que las ventas a cliente final en Italia se detallan en el apartado 2.2.6. Resultado operaciones interrumpidas.

4.3.2.1. Resultados

3T17	3T16	%	(€ millones)	9M17	9M16	%
2.011	1.726	16,5	Importe neto de la cifra de negocios	7.246	5.984	21,1
-1.882	-1.540	22,2	Aprovisionamientos	-6.699	-5.393	24,2
-17	-16	6,3	Gastos de personal, neto	-55	-50	10,0
-46	-53	-13,2	Otros gastos/ingresos	-167	-157	6,4
66	117	-43,6	EBITDA	325	384	-15,4
-19	-15	26,7	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-56	-42	33,3
-12	-8	50,0	Provisiones de morosidad	-28	-27	3,7
35	94	-62,8	Resultado de explotación	241	315	-23,5

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los €7.246 millones y aumenta un 21,1% respecto al mismo período del año anterior. El EBITDA registra unos resultados de €325 millones un 15,4% inferior al del mismo período del año anterior por mayor presión competitiva en los márgenes del mercado industrial en España y por el descenso del volumen de ventas en el mercado minorista (-10,3%).

4.3.2.2. Principales magnitudes

Comercialización mayorista

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

3T17	3T16	%		9M17	9M16	%
77.283	71.154	8,6	Suministro de gas (GWh)	240.118	215.301	11,5
34.233	38.547	-11,2	España	109.035	111.383	-2,1
26.479	28.326	-6,5	Comercialización Gas Natural Fenosa	82.183	82.640	-0,6
7.754	10.221	-24,1	Aprovisionamiento a terceros	26.852	28.743	-6,6
43.050	32.607	32,0	Internacional	131.083	103.918	26,1
12.720	14.326	-11,2	Resto Europa	45.150	46.111	-2,1
30.330	18.281	65,9	GNL Internacional	85.933	57.807	48,7
-	-	-	Capacidad flota transporte marítimo (m ³)	1.095.532	1.034.080	5,9

La comercialización mayorista de Gas Natural Fenosa alcanza los 240.118 GWh y aumenta un 11,5%, fundamentalmente por el aporte del negocio internacional (+26,1%).

La comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español a clientes finales alcanza los 109.035 GWh, un 2,1% inferior a la del mismo período del año anterior.

Por otro lado, la comercialización de gas en el negocio internacional alcanza los 131.083 GWh en el período enero-septiembre de 2017 con un incremento del 26,1% con respecto al mismo período de 2016, destacando el impulso de la comercialización de GNL internacional.

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

En el tercer trimestre de 2017 Gas Natural Fenosa participó en la contratación de nueva capacidad de almacenamiento subterráneo de corto plazo para el período octubre–diciembre 2017. Gas Natural Fenosa se adjudicó 1,5 TWh de capacidad, que corresponde al 51% de la capacidad adjudicada.

Gas Natural Fenosa mantiene una posición consolidada como comercializador de gas natural en Europa, con presencia en Francia, Bélgica, Irlanda, Luxemburgo, Portugal, Países Bajos y Alemania.

Adicionalmente, es un operador activo en los mercados líquidos de estos países lo que permite optimizar la posición de Gas Natural Fenosa y la captura de oportunidades en los mercados europeos.

Las ventas realizadas en Francia en el período enero-septiembre de 2017 alcanzan los 27,2 TWh con clientes de diversos ámbitos como empresas del sector industrial, autoridades locales y sector público. Las ventas en Bélgica, Luxemburgo, Países Bajos y Alemania han sido de 12,5 TWh en el mismo período.

Gas Natural Fenosa también está presente en el mercado mayorista de Irlanda donde ha vendido un volumen de 1,2 TWh respectivamente durante el 2017.

En Portugal, Gas Natural Fenosa tiene una cuota aproximada del 12% continuando como segundo operador del país, con una ligera reducción de cuota respecto al trimestre anterior motivado por una fuerte intensidad competitiva, manteniendo su posición como primer operador extranjero del país con un volumen de ventas en el acumulado a septiembre de 2017 de 4,2 TWh.

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

Comercialización minorista

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

3T17	3T16	%		9M17	9M16	%
-	-	-	Contratos minoristas (miles, a 30/09)	11.742	11.644	0,8
-	-	-	Contratos de energía	8.855	8.822	0,4
-	-	-	Contratos de servicios energéticos	2.887	2.822	2,3
-	-	-	Contratos por cliente	1,52	1,51	0,7
-	-	-	Cuota de mercado contratos gas	54,8	55,5	-0,7 p.p.
545	1.355	-59,8	Comercialización minorista (GWh)	16.338	18.205	-10,3

En el mercado minorista Gas Natural Fenosa orienta sus esfuerzos en atender las necesidades energéticas de los clientes. Mediante productos y servicios de calidad se ha alcanzado la cifra de 11,7 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios de mantenimiento.

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

Con la firme voluntad de seguir creciendo en el mercado minorista se han comercializado productos y servicios en todo el ámbito geográfico nacional y se ha llegado a alcanzar una activación en el mercado de 1.171 mil nuevos contratos en 2017.

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

En el mercado de la pequeña y mediana empresa, altamente competitivo, Gas Natural Fenosa se adapta a las necesidades de los clientes creciendo en ofertas personalizadas en precio en este último trimestre alcanzando ya una energía asociada de 1,7 TWh/año. Además flexibiliza, desarrolla y actualiza su porfolio de productos con el objetivo de acercarse al perfil de sus clientes con productos negocio indexados al mercado eléctrico, productos negocio a precio fijo o productos ECO.

Gas Natural Fenosa en el segmento pyme se diferencia de la competencia ofreciendo su Servicio de Ahorro Energético que permite recomendar a los clientes la optimización de su potencia y condiciones de contratación para lograr ahorros. Se ha enviado asesoramiento a más de 114.000 clientes pymes en este ejercicio 2017. También mejoramos la gestión integral de nuestra cartera a través de una atención multicanal personalizada, centrada en gestores presenciales y personales apoyados por los agentes de nuestras plataformas Energy Class y Generalista, en función del valor de nuestros clientes. Además la cartera de servicios de mantenimiento de gas y electricidad para pymes sigue creciendo y ha alcanzado los 30.500 contratos.

La amplia y diversificada oferta de servicios para cliente residencial y pyme ha hecho crecer la cartera hasta los 2,8 millones de contratos activos, que mediante una plataforma propia de operaciones con 117 empresas asociadas y conectadas mediante un sistema de movilidad *online*, permite dar un servicio excelente y obtener la satisfacción de nuestros clientes más exigentes. Gracias a este desempeño la cartera de contratos de energía y servicios en el segmento minorista ha aumentado de valor.

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

Gas Natural Fenosa continua apostando por el desarrollo de una red de estaciones de carga de gas natural vehicular abiertas a cualquier usuario, al cierre del tercer trimestre del ejercicio 2017 dispone de un total de 51 estaciones de carga, tanto gas natural comprimido como licuado. Un total de 30 estaciones son de acceso público, mientras que 21 son de acceso privado.

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

Unión Fenosa Gas

El gas suministrado en España por Unión Fenosa Gas⁴ (integrada por el método de la participación) en el período enero-septiembre de 2017 ha alcanzado un volumen de 31.283 GWh frente a 24.596 GWh registrados en el mismo período del año anterior. Adicionalmente, se ha gestionado un volumen de gas de 18.388 GWh a través de operaciones de venta en distintos mercados internacionales, frente a 16.162 GWh en el período enero-septiembre de 2016.

⁴ Magnitudes al 100%

4.4. Electricidad

4.4.1. España

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

4.4.1.1. Resultados

3T17	3T16	%	(€ millones)	9M17	9M16	%
1.416	1.326	6,8	Importe neto de la cifra de negocios	3.902	3.899	0,1
-1.165	-962	21,1	Aprovisionamientos	-3.080	-2.796	10,2
-33	-35	-5,7	Gastos de personal, neto	-101	-103	-1,9
-148	-152	-2,6	Otros gastos/ingresos	-461	-447	3,1
70	177	-60,5	EBITDA	260	553	-53,0
-112	-124	-9,7	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-336	-387	-13,2
-9	-11	-18,2	Provisiones de morosidad	-20	-31	-35,5
-51	42	-221,4	Resultado de explotación	-96	135	-171,1

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en España alcanza los €3.902 millones, en línea con el mismo período del año anterior y el EBITDA se eleva a €260 millones, un 53,0% inferior al del mismo período del año anterior.

La evolución del EBITDA se ha visto condicionada por factores climatológicos, con una contracción de la producción hidráulica de Gas Natural Fenosa del 72,4%, pasándose en términos de características hidrológicas de un año 2016 muy húmedo a un año 2017 muy seco. También se ha visto afectada por el incremento de tributos por los altos precios del mercado.

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a €336 millones con una disminución de €51 millones (-13,2%) respecto al mismo período del ejercicio anterior básicamente por la extensión de la vida útil de las centrales de ciclo combinado de 25 a 35 años desde 1 de enero de 2017 como consecuencia de los estudios técnicos concluidos en el primer trimestre en línea con la práctica seguida por los principales operadores del sector.

Entorno de mercado

En el conjunto nacional, la demanda eléctrica peninsular ha alcanzado en el tercer trimestre de 2017 los 64.240 GWh, un 0,4% inferior a la del mismo trimestre de 2016, rompiendo, la tendencia de crecimiento positivo de los cinco últimos trimestres.

En el período enero-septiembre de 2017 la demanda supera en 0,5% a la del mismo período de 2016, (un 1,0% sin tener en cuenta el efecto temperatura y laboralidad).

Este trimestre se ha comportado de forma desigual, un mes de julio similar al del pasado año, agosto con un crecimiento del 1,7% y septiembre con un descenso del 3,0%.

En el trimestre, la máxima potencia horaria se alcanzó el día 13 de julio con 39.266 MW, cifra inferior a los 40.144 MW de máxima potencia alcanzada el mismo trimestre del año anterior (el día 6 de septiembre de 2016 que, a su vez, marcó la máxima anual).

El saldo físico de intercambios internacionales se mantiene importador (4.488 GWh) en el tercer trimestre del 2017, frente a los 3.084 GWh importados en el mismo trimestre del 2016. Los tres meses han sido importadores, oscilando entre los 1.273 GWh de julio y los 1.828 GWh de agosto que es, a su vez, el máximo histórico mensual.

En valores acumulados el saldo de intercambios alcanza los 9.569 GWh frente a los 6.807 GWh del mismo período del año anterior, un 40,6% más.

El consumo de bombeo alcanzó en este trimestre los 529 GWh, un 25,7% más que en el mismo trimestre de 2016, en el que se bombearon 421 GWh. En lo que va de año el consumo de bombeo es de 2.615 GWh, un 32,8% menos que en 2016, consecuencia de los altos precios del mercado respecto al mismo período del pasado año.

La generación neta nacional, con 60.717 GWh producidos, presenta una disminución del 2,5% en el tercer trimestre del año. En los nueve primeros meses de 2017 la disminución es del 1,7%.

Comparada con el mismo trimestre del año anterior, la generación renovable ha disminuido un 14,2% y en su conjunto ha cubierto el 28,7% de la demanda en el tercer trimestre del año, casi cinco puntos menos que en el mismo trimestre de 2016. En el año este tipo de generación disminuye el 22,8% y cubre el 33,8% de la demanda, frente al 44,0% del pasado año.

La generación eólica ha disminuido en el trimestre un 3,2% respecto al mismo período del año anterior, con disminuciones en julio y agosto y aumentos en septiembre. En términos de cobertura, esta tecnología ha alcanzado el 14,7% en el trimestre, 0,4 puntos menos que la del mismo trimestre del pasado año. En lo que va de año se han producido 34.616 GWh eólicos, un 9,8% menos, con una cobertura del 18,3%, dos puntos menos que en el mismo período de 2016.

El resto de generación renovable ha presentado en el trimestre una disminución del 23,4%, con disminuciones en la generación hidráulica convencional del 42,5% y resto de la hidráulica del 29,4%, y aumentos en el resto de tecnologías. En el acumulado anual, el resto de renovable disminuye un 34,0%, con aumentos en solar fotovoltaica del 1,7%, en solar térmica del 2,1%, y del resto de renovable, 7,3%, mientras que la hidráulica disminuye un -49,9% (-52,2% de la convencional y -33,7% el resto de hidráulica).

La energía hidroeléctrica producible registrada en el tercer trimestre califica el año como extremadamente seco, con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 96%. Es decir, estadísticamente 96 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual para el trimestre. El comportamiento del trimestre ha mantenido una tendencia de muy seco a extremadamente seco a medida que iba transcurriendo, de forma que se mantiene la característica hidrológica de año como extremadamente seco, con una PSS del 99%, es decir, estadísticamente hablando, 99 años de cada 100 años serían más húmedos que este.

La generación no renovable ha presentado un aumento en el trimestre del 3,8% con respecto al mismo trimestre del año anterior, con disminuciones en la nuclear y el carbón y aumentos en la térmica no renovable, sobre todo en las centrales de ciclo combinado de gas. En lo que va de año el aumento es del 15,3%.

El hueco térmico ha aumentado en este trimestre un 12,5% con una cobertura de casi cuatro puntos más que la del mismo trimestre de 2016. En términos acumulados el incremento es de 40,8% y la cobertura es superior en 7,9 puntos respecto del mismo período del año anterior (27,6% vs 19,7%).

La generación nuclear disminuye en el trimestre, un 7,4% menos, afectada por el desplazamiento de las paradas programadas. En el conjunto del año disminuye un 0,5%.

La generación con carbón disminuye un 13,3% en el trimestre lo que lleva las cifras del conjunto del año hasta el 39,5% de incremento. En lo que va de año, la utilización de las antiguas unidades de garantía de suministro ha sido del 35% frente al 57% del resto del carbón.

En el tercer trimestre de 2017 los ciclos combinados aumentan su producción un 57,2% respecto al mismo período de 2016, por lo que el aumento en valores acumulados alcanza el 42,6%. En términos de cobertura de la demanda, la cifra del trimestre ha sido del 16,0%, y en el año del 11,8%, tres puntos y medio más que el acumulado del pasado año a estas fechas.

El resto de térmica no renovable, cogeneración y residuos, ha aumentado un 4,9% en este trimestre respecto al mismo trimestre de 2016 y aumenta un 9,2% en el acumulado del año.

El precio medio ponderado del mercado diario en el trimestre se ha situado en 49,98 €/MWh, 6,68 €/MWh por encima de los 42,30 €/MWh del mismo trimestre de 2016. En valores acumulados el precio medio ponderado del mercado diario se sitúa en 51,54 €/MWh, un 48% superior al del precio acumulado al 30 de septiembre de 2016.

Los precios medios diarios han oscilado en el trimestre entre los 37,25 €/MWh del día 10 de septiembre y los 54,95 €/MWh del día 27 de septiembre. Los precios mensuales han pasado de 48,63 €/MWh en julio a 49,15 €/MWh en septiembre, pasando por los 47,46 €/MWh de agosto.

Con referencia a la evolución de otras *commodities*, el Brent ha pasado de cotizar a 49,64 \$/bbl de promedio en el segundo trimestre de 2017 hasta 52,08 \$/bbl (4,9%) en el tercer trimestre de este año, rompiendo la tendencia a la baja iniciada a finales de febrero, y alcanzando en septiembre el precio medio mensual máximo de los dos últimos años. El API2, principal indicador del coste del carbón en Europa, ha aumentado 10,47 \$/t en el trimestre, pasando de 76,59 \$/t de media del segundo trimestre de 2017 a 87,06 \$/t en el tercer trimestre, con aumentos continuos desde mayo hasta alcanzar en septiembre cotas que no se daban desde hace cinco años. Los derechos de CO₂ (EUAs en Bluenext) se han situado en 5,90 €/t, superior en un 22,8% a los 4,80 €/t de media del segundo trimestre del año.

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

	30/09/17	30/09/16	%
Capacidad de generación eléctrica (MW)	12.716	12.714	-
Generación	11.569	11.569	-
Hidráulica	1.954	1.954	-
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.010	2.010	-
Ciclos combinados	7.001	7.001	-
Renovable y cogeneración	1.147	1.145	0,2
Eólica	979	977	0,2
Minihidráulicas	110	110	-
Cogeneración y otras	58	58	-

Energía eléctrica producida y ventas de electricidad

3T17	3T16	%		9M17	9M16	%
6.775	7.307	-7,3	Energía eléctrica producida (GWh)	19.935	20.073	-0,7
6.334	6.825	-7,2	Generación	18.228	18.095	0,7
282	447	-36,9	Hidráulica	1.019	3.691	-72,4
1.156	1.225	-5,6	Nuclear	3.341	3.329	0,4
977	2.111	-53,7	Carbón	3.808	3.047	25,0
3.919	3.042	28,8	Ciclos combinados	10.060	8.028	25,3
441	482	-8,5	Renovable y cogeneración	1.707	1.978	-13,7
332	348	-4,6	Eólica	1.319	1.484	-11,1
91	119	-23,5	Minihidráulicas	331	452	-26,8
18	15	20,0	Cogeneración y otras	57	42	35,7
8.964	9.447	-5,1	Ventas de electricidad (GWh)	26.248	27.554	-4,7
7.851	8.288	-5,3	Mercado liberalizado	22.524	23.742	-5,1
1.113	1.159	-4,0	PVPC/Regulado	3.724	3.812	-2,3
-	-	-	Cuota mercado generación	16,6	16,3	0,3 p.p.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 6.775 GWh durante el tercer trimestre de 2017, cifra inferior en un 7,3% a la del mismo trimestre del pasado año. De esa cifra, 6.334 GWh corresponden a generación tradicional, con un 7,2% de disminución respecto al mismo período del año anterior. En lo que va de año la producción disminuye un 0,7%.

La producción hidráulica convencional, con 282 GWh en el trimestre, es un 36,9% inferior a la del mismo trimestre de 2016, y en el conjunto del año el descenso es del 72,4%.

El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 14% de llenado, quince puntos por debajo del nivel de reservas de la misma fecha de 2016.

La producción nuclear ha presentado una disminución del 5,6% en el tercer trimestre respecto a 2016, si bien estas cifras están afectadas por el desplazamiento de las paradas programadas. En el año, la producción nuclear aumenta en un 0,4%.

La producción con carbón ha sido en el trimestre de 977 GWh frente a los 2.111 GWh del mismo trimestre del pasado año. A pesar de esta menor producción en el trimestre, un 53,7% menos, en el conjunto del año la producción con carbón sigue registrando un aumento que se sitúa en el 25,0%, con una utilización del 30% en el conjunto del equipo.

La generación de electricidad con ciclos combinados durante el tercer trimestre de 2017 ha alcanzado la cifra de 3.919 GWh, un 28,8% superior a la del mismo período de 2016. En los primeros nueve meses del 2017 el aumento es del 25,3%. La utilización de esta tecnología en lo que va de año ha sido del 22%, ocho puntos más que la del conjunto del sector.

En el tercer trimestre de 2017 las emisiones⁵ de CO₂ consolidadas de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado de Gas Natural Fenosa, afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero, han sido de 7,6 millones de toneladas de CO₂ (+1,3 millones de toneladas con respecto al mismo período del año anterior). Este aumento significativo está repartido al 50% entre las centrales térmicas de carbón y las centrales de ciclo combinado.

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

Finalmente, respecto de la generación tradicional, la cuota de mercado acumulada a 30 de septiembre de 2017 de Gas Natural Fenosa es del 16,6%, similar a la de la misma fecha de 2016.

Por su parte, respecto del segmento de comercialización de electricidad, las ventas del tercer trimestre de 2017 han alcanzado la cifra de 8.964 GWh, incluyendo la comercialización en mercado liberalizado y la comercialización de último recurso, con una disminución del 5,1% en el trimestre y del 4,7% en valores acumulados hasta la fecha. 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.

Por lo que respecta a la generación renovable y la cogeneración destacar que en 2017 Gas Natural Fenosa Renovables (GNF Renovables) ha iniciado la construcción de 8 de los 13 parques eólicos que inscribió dentro del cupo máximo de 450 MW abierto por Ministerio de Industria, Energía y Turismo para las Islas Canarias. La potencia de estos 8 parques en construcción asciende a 41 MW. Este cupo contará con un régimen retributivo especial para lo cual es necesaria su puesta en funcionamiento antes del 31 de diciembre de 2018. En paralelo se sigue trabajando en el proceso de obtención de las autorizaciones necesarias para poder iniciar la construcción de los 5 proyectos restantes en el último trimestre de 2017.

Otro hecho relevante es que GNF Renovables ha resultado adjudicataria de un total de 250 MW de potencia fotovoltaica en la subasta celebrada por el Gobierno de España el pasado 26 de julio, en la que han participado los principales grupos energéticos nacionales y numerosos desarrolladores. El resultado de la subasta pone en valor la cartera de proyectos fotovoltaicos del grupo. El desarrollo y construcción de estos proyectos supondrá una inversión de como máximo 165 millones de euros y el plazo para puesta en operación de los mismos finaliza en diciembre 2019. Esta potencia se suma a los 667 MW de potencia eólica adjudicados a Gas Natural Fenosa Renovables en la subasta celebrada por el Gobierno de España el pasado 17 de mayo.

⁵ Gases de efecto invernadero

La producción de generación renovable y cogeneración del tercer trimestre de 2017 se ha situado en 441 GWh, ligeramente inferior a la alcanzada en el mismo período del año 2016 (482 GWh). En la tecnología eólica la producción del tercer trimestre de 2017 es de 332 GWh, frente a los 348 GWh del mismo período de 2016 (manteniéndose el índice de eolicidad); en la tecnología hidráulica tiene un peso negativo la parada de la central de Avia (que se encuentra en reparación tras un siniestro en la toma de agua de la central), lo que, unido a la menor hidraulicidad del trimestre, hace que la producción haya sido menor en el tercer trimestre de 2017 (91 GWh) respecto al tercer trimestre de 2016 (119 GWh). En la tecnología de cogeneración, el mayor precio de mercado permite incrementar las horas de funcionamiento de las dos plantas en operación, con una mayor producción sobre el trimestre anterior de 3 GWh.

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

En el mes de junio 2017 se publicó la Orden ministerial de parámetros retributivos para la tecnología de cogeneración asociada al tratamiento de purines. El primer impacto de esta publicación deriva en la recuperación de parte de la retribución que fue devuelta a la CNMC en los años 2014 a 2016 por un importe de €8 millones. Asimismo, tras esta publicación se está analizando la posible re-activación parcial o total de esta potencia actualmente inoperativa de la tecnología de cogeneración.

4.4.2. Internacional

Integra todos los activos y participaciones de generación internacional en México, Puerto Rico, República Dominicana, Panamá, Costa Rica, Brasil (entrada en operación comercial en septiembre 2017), Kenia y los proyectos de generación en Australia y Chile, así como los activos que se explotan para terceros a través de la sociedad del grupo O&M Energy.

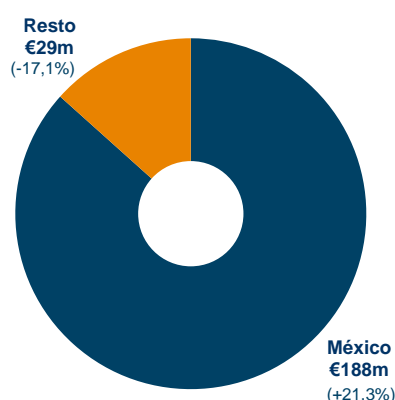
4.4.2.1. Resultados

3T17	3T16	%	(€ millones)	9M17	9M16	%
242	215	12,6	Importe neto de la cifra de negocios	708	568	24,6
-146	-118	23,7	Aprovisionamientos	-405	-284	42,6
-10	-9	11,1	Gastos de personal, neto	-30	-31	-3,2
-17	-22	-22,7	Otros gastos/ingresos	-56	-63	-11,1
69	66	4,5	EBITDA	217	190	14,2
-30	-33	-9,1	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-94	-98	-4,1
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
39	33	18,2	Resultado de explotación	123	92	33,7

El EBITDA de Electricidad Internacional correspondiente a los primeros nueve meses de 2017 alcanza los €217 millones, con un aumento del 14,2% frente al año anterior debido, fundamentalmente, a una mayor contribución del EBITDA en México.

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a €94 millones con una disminución del 4,1% respecto al mismo período del ejercicio anterior básicamente por la extensión de la vida útil de las centrales de ciclo combinado de 25 a 35 años desde 1 de enero de 2017 como consecuencia de los estudios técnicos concluidos en el primer trimestre en línea con la práctica seguida por los principales operadores del sector.

EBITDA por países



En México, el EBITDA aumenta un 21,3% consecuencia de la mejora del margen de contribución derivada, fundamentalmente, de un mayor margen excedente, mejor disponibilidad, mejor rendimiento y del comportamiento favorable de los índices de referencia de los contratos. En el caso de Bii Hioxo, a pesar de una mayor eficiencia en la gestión del mix comercial, reduce sus resultados principalmente como consecuencia de los problemas para producir ocasionados por el terremoto ocurrido en Oaxaca a principios de septiembre.

En cuanto al resto de países, el EBITDA de República Dominicana presenta una variación negativa del 21,3% por el efecto en margen de una menor producción y menores precios en el mercado *spot* tras la finalización del PPA⁶ con las compañías distribuidoras.

El EBITDA de Panamá aumenta un 17,4% debido a la mayor hidráulica en las zonas donde están ubicadas las centrales.

En Kenia el EBITDA aumenta un 12,3% respecto al año anterior por la mayor producción como consecuencia de un mayor despacho de las plantas.

4.4.2.2. Principales magnitudes

Capacidad de generación eléctrica

	30/09/17	30/09/16	%
Capacidad de generación eléctrica (MW)	2.770	2.702	2,5
México (CC)	2.035	2.035	-
México (eólico)	234	234	-
Brasil (solar)	68	-	-
Costa Rica (hidráulica)	101	101	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Kenia (fuel)	112	112	-

Energía eléctrica producida

3T17	3T16	%		9M17	9M16	%
4.861	4.705	3,3	Energía eléctrica producida (GWh)	13.925	13.361	4,2
4.286	4.072	5,3	México (CC)	12.211	11.580	5,4
93	135	-31,1	México (eólico)	399	522	-23,6
9	-	-	Brasil (solar)	9	-	-
116	134	-13,4	Costa Rica (hidráulica)	312	304	2,6
30	28	7,1	Panamá (hidráulica)	68	61	11,5
252	276	-8,7	República Dominicana (fuel)	718	761	-5,7
75	60	25,0	Kenia (fuel)	208	133	56,4

Factor de disponibilidad (%)

	9M17	9M16	var p.p.
México (CC)	96,5	91,3	5,2
Costa Rica (hidráulica)	97,8	92,5	5,3
Panamá (hidráulica y fuel)	91,5	93,7	-2,2
República Dominicana (fuel)	92,1	89,3	2,8
Kenia (fuel)	96,6	96,0	0,6

La producción de los ciclos combinados de México es superior a la registrada en el mismo período del año anterior como consecuencia del diferente calendario de paradas así como por la mayor venta excedente en Naco Nogales, Norte Durango y Tuxpan que inició la venta de excedentes a partir del mes de febrero de 2017.

En cuanto a la producción de energía eólica aportada por Bii Hioxo disminuye por menores vientos así como por la menor producción de septiembre de 2017 derivada de los problemas para producir ocasionados por el terremoto ocurrido en Oaxaca a principios de mes. Los mantenimientos realizados en los diferentes años inciden en un valor de disponibilidad superior al obtenido en el año anterior.

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

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

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

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

En septiembre de 2017, Gas Natural Fenosa ha puesto en operación comercial su primer proyecto de generación fotovoltaica en Brasil, los parques solares Sobral I y Sertao I, de 68MW de potencia instalada (equivalente a 60 MW), situados en la región de Piauí, al norte del país.

Ecoeléctrica

La aportación al consolidado de la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico (contabilizada por el método de la participación) asciende a €45 millones y aumenta respecto al mismo período del año anterior (€33 millones) como consecuencia del mayor ingreso de capacidad así como por la menor amortización debido a la extensión de la vida útil de las centrales de ciclo combinado de 25 a 35 años desde 1 de enero de 2017. La producción de los primeros nueve meses del año 2017 alcanza los 2.406 GWh (al 100%), inferior a la del mismo período del año anterior (2.543 GWh) como consecuencia de un menor despacho de PREPA.

Cabe destacar que, el día 20 de septiembre de 2017, el huracán María atravesó la isla de Puerto Rico desde la zona sureste a la noroeste. Derivado del paso del huracán, los activos de Ecoeléctrica han sufrido daños que ya están en avanzado proceso de reparación. Sin embargo, se han producido daños importantes en la red de transmisión de electricidad, propiedad de la empresa pública PREPA, cuya resolución es necesaria para reestablecer el normal funcionamiento de las operaciones de la central. Se están analizando los impactos que dicha situación pudiera tener sobre el cierre de 2017.

Hechos relevantes

Se resumen a continuación los hechos relevantes remitidos a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) desde el 1 de enero de 2017 hasta la fecha:

- Gas Natural Fenosa cierra una emisión de bonos por importe de €1.000 millones (comunicado el 11 de enero de 2017, número de registro 246991).
- Gas Natural Fenosa remite invitación a la presentación de resultados de resultados 2016 (comunicado el 20 de enero de 2017, número de registro 247308).
- Gas Natural Fenosa remite informe de resultados correspondientes al año 2016 (comunicado el 8 de febrero de 2017, número de registro 247971).
- Gas Natural Fenosa remite presentación de resultados correspondientes al año 2016 (comunicado el 8 de febrero de 2017, número de registro 247975).
- Gas Natural Fenosa publica el Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2016 (comunicado el 10 de febrero de 2017, número de registro 248047).
- Gas Natural Fenosa publica el Informe Anual sobre remuneraciones de los consejeros del ejercicio 2016 (comunicado el 10 de febrero de 2017, número de registro 248048).
- Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados del segundo semestre de 2016 (comunicado el 10 de febrero de 2017, número de registro 248051).
- El Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa ha acordado convocar Junta General de Accionistas (comunicado el 8 de marzo de 2017, número de registro 249300).
- Gas Natural Fenosa remite nota de prensa sobre la medida adoptada por la autoridad colombiana respecto a Electricaribe (comunicado el 14 de marzo de 2017, número de registro 249527).
- Gas Natural Fenosa remite convocatoria de la Junta General Ordinaria de Accionistas para el día 20 de abril de 2017 (comunicado el 15 de marzo de 2017, número de registro 249538).
- Gas Natural Fenosa remite información sobre la oferta de recompra de obligaciones (comunicado el 28 de marzo de 2017, número de registro 250049).
- Gas Natural Fenosa cierra una emisión de bonos por importe de €1.000 millones (comunicado el 28 de marzo de 2017, número de registro 250066).
- Gas Natural Fenosa comunica que modifica la fecha de publicación de resultados del primer trimestre de 2017 al 12 de mayo de 2017 (comunicado el 5 de abril de 2017, número de registro 250334).
- Gas Natural Fenosa remite resultados indicativos de la invitación a la presentación de ofertas de venta dirigida a los tenedores de las obligaciones emitidas por Gas Natural Capital Markets, S.A. y garantizados por Gas Natural SDG, S.A. (comunicado el 5 de abril de 2017, número de registro 250340).
- Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados finales de la invitación a la presentación de ofertas de venta dirigida a los tenedores de las obligaciones emitidas por Gas Natural Capital Markets, S.A. y garantizadas por Gas Natural SDG, S.A. (comunicado el 5 de abril de 2017, número de registro 250360).
- Gas Natural Fenosa cierra una emisión de bonos por importe de €1.000 millones (comunicado el 11 de abril de 2017, número de registro 250658).
- Gas Natural Fenosa remite copia de la presentación utilizada en la rueda de prensa previa a la Junta General de Accionistas (comunicado el 20 de abril de 2017, número de registro 250894).

- Gas Natural Fenosa comunica que la Junta General Ordinaria de Accionistas ha aprobado todas las propuestas sometidas por el Consejo de Administración que conformaban el Orden del Día (comunicado el 20 de abril de 2017, número de registro 250917).
- Gas Natural Fenosa publica la invitación a la presentación de los resultados del primer trimestre de 2017 (comunicado el 27 de abril de 2017, número de registro 251215).
- Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados del primer trimestre de 2017 (comunicado el 12 de mayo de 2017, número de registro 251988).
- Gas Natural Fenosa remite la presentación de resultados del primer trimestre de 2017 (comunicado el 12 de mayo de 2017, número de registro 252024).
- Gas Natural Fenosa ha resultado adjudicataria de 667MW de potencia eólica (comunicado el 18 de mayo de 2017, número de registro 252164).
- Gas Natural Fenosa presenta el Plan de Adquisiciones de Acciones 2017 para empleados (comunicado el 19 de mayo de 2017, número de registro 252280).
- Gas Natural Fenosa remite invitación a la presentación de resultados del primer semestre de 2017 (comunicado el 10 de julio de 2017, número de registro 254405).
- Gas Natural Fenosa remite informe de resultados del primer semestre de 2017 (comunicado el 26 de julio de 2017, número de registro 255013).
- Gas Natural Fenosa comunica el dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2017 (comunicado el 26 de julio de 2017, número de registro 255025).
- Gas Natural Fenosa remite la presentación de resultados del primer semestre de 2017 (comunicado el 26 de julio de 2017, número de registro 255027).
- Gas Natural Fenosa comunica la adjudicación de 250MW fotovoltaicos en la subasta de energía renovable impulsada por el Gobierno (comunicado el 26 de julio de 2017, número de registro 255056).
- Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados del primer semestre de 2017 (comunicado el 28 de julio de 2017, número de registro 255285).
- Gas Natural Fenosa informa sobre la noticia aparecida en el día de hoy, sobre la venta de una participación del 20 por ciento en la sociedad titular de los activos de distribución de gas natural en España (comunicado el 1 de agosto de 2017, número de registro 255465).
- Gas Natural Fenosa ha firmado un acuerdo para vender una participación no dominante del 20 por ciento del capital social de su negocio de distribución de gas en España (GNDB) (comunicado el 3 de agosto de 2017, número de registro 255662).
- Gas Natural Fenosa remite la presentación sobre el acuerdo para vender una participación no dominante del 20 por ciento del capital social de su negocio de distribución de gas en España (GNDB) (comunicado el 3 de agosto de 2017, número de registro 255674).
- Gas Natural Fenosa remite invitación a la conferencia sobre el acuerdo anunciado por el que Gas Natural Fenosa venderá una participación minoritaria del 20 por ciento en la sociedad titular de los activos de distribución de gas natural en España (GNDB) (comunicado el 3 de agosto de 2017, número de registro 255675).
- Gas Natural Fenosa comunica que el proceso de venta de activos en Italia está en fase de selección del posible comprador (comunicado el 4 de octubre de 2017, número de registro 257030).
- Gas Natural Fenosa comunica que su Consejo de Administración ha acordado cambiar su domicilio social (comunicado el 6 de octubre de 2017, número de registro 257108).

- Gas Natural Fenosa comunica que ha firmado acuerdos para la venta de sus negocios en Italia con 2i Rete Gas, S.p.A y Edison, S.p.A (comunicado el 13 de octubre de 2017, número de registro 257338).
- Gas Natural Fenosa remite invitación a la presentación de resultados correspondiente al período enero-septiembre de 2017 (comunicado el 24 de octubre de 2017, número de registro 257719).

Anexos. Tablas de resultados

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

Cuenta de resultados consolidada

(€ millones)	9M17	9M16
Importe neto de la cifra de negocios	17.940	16.576
Aprovisionamientos	-12.796	-10.940
Margen bruto	5.144	5.636
Otros ingresos de explotación	211	170
Gastos de personal	-724	-745
Tributos	-341	-344
Otros gastos de explotación	-1.150	-1.135
EBITDA	3.140	3.582
Otros resultados	-	-
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-1.247	-1.286
Dotación a provisiones	-102	-218
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.791	2.078
Resultado financiero	-495	-627
Resultado enajenación instrumentos financieros	-	-
Resultado de entidades método participación	17	2
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.313	1.453
Impuesto sobre beneficios	-282	-339
Resultado operaciones interrumpidas	22	66
Participaciones no dominantes	-260	-250
RESULTADO ATRIBUIBLE AL GRUPO	793	930

Información económica por actividades

EBITDA

(€ millones)	1T17	2T17	3T17	4T17	2017
DISTRIBUCIÓN GAS	398	455	491		
España	225	214	241		
Latinoamérica	173	241	250		
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	270	276	266		
España	143	159	158		
Moldavia	12	4	4		
Latinoamérica	115	113	104		
GAS	223	189	135		
Infraestructuras	81	72	69		
Comercialización	142	117	66		
ELECTRICIDAD	197	141	139		
España	126	64	70		
Internacional	71	77	69		
RESTO	-7	-8	-25		
TOTAL EBITDA	1.081	1.053	1.006		

(€ millones)	1T16	2T16	3T16	4T16	2016
DISTRIBUCIÓN GAS	374	427	425	442	1.668
España	215	209	229	236	889
Latinoamérica	159	218	196	206	779
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	319	349	343	323	1.334
España	152	151	154	146	603
Moldavia	13	12	10	7	42
Latinoamérica	154	186	179	170	689
GAS	216	196	193	219	824
Infraestructuras	75	71	75	77	298
Comercialización	141	125	118	142	526
ELECTRICIDAD	267	233	243	229	972
España	205	171	177	162	715
Internacional	62	62	66	67	257
RESTO	16	20	-39	92	89
TOTAL EBITDA	1.192	1.225	1.165	1.305	4.887

Inversiones materiales e intangibles

(€ millones)	1T17	2T17	3T17	4T17	2017
DISTRIBUCIÓN GAS	110	127	133		
España	42	40	35		
Latinoamérica	68	87	98		
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	129	157	149		
España	42	64	49		
Moldavia	1	2	3		
Latinoamérica	86	91	97		
GAS	9	21	23		
Infraestructuras	2	3	9		
Comercialización	7	18	14		
ELECTRICIDAD	62	81	57		
España	23	30	30		
Internacional	39	51	27		
RESTO	10	31	24		
TOTAL	320	417	386		

(€ millones)	1T16	2T16	3T16	4T16	2016
DISTRIBUCIÓN GAS	114	130	209	544	997
España	66	66	132	429	693
Latinoamérica	48	64	77	115	304
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	106	146	163	251	666
España	45	61	61	98	265
Moldavia	-	2	3	8	13
Latinoamérica	61	83	99	145	388
GAS	7	7	216	241	471
Infraestructuras	1	1	4	7	13
Comercialización	6	6	212	234	458
ELECTRICIDAD	30	46	39	78	193
España	17	22	23	43	105
Internacional	13	24	16	35	88
RESTO	9	34	38	109	190
TOTAL	266	363	665	1.223	2.517

Balance de situación consolidado

(€ millones)	30/09/17	30/09/16
Activo no corriente	36.945	38.504
Inmovilizado intangible	9.904	10.621
Inmovilizado material	22.903	23.809
Inversiones método participación	1.517	1.662
Activos financieros no corrientes	1.720	1.331
Activos por impuesto diferido	901	1.081
Activo corriente	8.874	8.996
Activos no corrientes mantenidos para la venta	914	37
Existencias	779	744
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4.563	4.725
Otros activos financieros corrientes	387	348
Efectivo y medios líquidos equivalentes	2.231	3.142
TOTAL ACTIVO	45.819	47.500

(€ millones)	30/09/17	30/09/16
Patrimonio neto	18.060	18.262
Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante	14.356	14.477
Participaciones no dominantes	3.704	3.785
Pasivo no corriente	20.672	21.223
Ingresos diferidos	846	845
Provisiones no corrientes	1.251	1.433
Pasivos financieros no corrientes	14.905	15.188
Pasivos por impuesto diferido	2.461	2.653
Otros pasivos no corrientes	1.209	1.104
Pasivo corriente	7.087	8.015
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	382	-
Provisiones corrientes	163	134
Pasivos financieros corrientes	3.112	4.194
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	3.099	3.416
Otros pasivos corrientes	331	271
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	45.819	47.500

Estado de flujos de efectivo consolidado

(€ millones)	9M17	9M16
Flujos de efectivo de las actividades de explotación	1.885	2.419
Resultado antes de impuestos	1.313	1.453
Ajustes del resultado	1.737	1.893
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	-800	-788
Cash flow operativo	2.250	2.558
Cambios en el capital corriente	-365	-139
Flujos de efectivo por actividades de inversión	-1.350	-1.320
Pagos por inversiones	-1.389	-1.626
Cobros por desinversiones	19	270
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión	20	36
Flujos de efectivo por actividades de financiación	-256	-340
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio	-20	-
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	1.018	1.142
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	-1.165	-1.428
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	-89	-54
Efecto de tipos de cambio sobre efectivo y medios líquidos equivalentes	-110	-7
Otras variaciones de efectivo y equivalentes	-5	-
Variación neta de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	164	752
Efectivo y medios líquidos equivalentes a inicio del período	2.067	2.390
Efectivo y medios líquidos equivalentes a fin del período	2.231	3.142

Glosario de términos

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

Medidas alternativas de rendimiento	Definición
EBITDA	Resultado de explotación + Amortizaciones + Dotación a provisiones – Otros resultados
Capitalización bursátil	Número de acciones al cierre del período por cotización al cierre del período
Beneficio por acción	Resultado neto del período / Número de acciones al cierre del período
Deuda financiera bruta	Pasivos financieros no corrientes + Pasivos financieros corrientes
Deuda financiera neta	Deuda financiera bruta – Efectivos y otros activos líquidos equivalentes – Activos financieros derivados
Endeudamiento	Deuda financiera neta / (Deuda financiera neta + Patrimonio neto)
Coste deuda financiera neta	Coste de la deuda financiera - Intereses
PER	Cotización al cierre del período / Beneficio por acción de los últimos cuatro trimestres
EV	Valor empresa calculado como capitalización bursátil + Deuda financiera neta
Inversiones netas	Inversiones materiales, intangibles y financieras – Cobros por desinversiones de inmovilizado material e intangible – Otros cobros/pagos de actividades de inversión
CFO	Flujos de efectivo de las actividades de explotación antes de cambios en el capital corriente
Gasto de personal, neto	Gastos de personal – Gastos de personal activados
Otros gastos/ingresos	Otros ingresos de explotación, Otros gastos de explotación e Imputación de subvenciones de inmovilizado y otros

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

Results January- September 2017

7 November 2017

Disclaimer

This document is the property of Gas Natural SDG, S.A. (Gas Natural Fenosa) and has been drawn up purely for information purposes.

This document is furnished to its recipients solely for information purposes and, consequently, such recipients should undertake their own analysis of the business, financial position and prospects of Gas Natural Fenosa. The information contained herein should not take the place of independent judgement about Gas Natural Fenosa, its subsidiaries and their business and/or financial position.

The information and projections contained herein have not been verified by any independent entity and, consequently, no assurance can be given as to their accuracy or completeness. Consequently, recipients of this document are invited to consult the public documentation disclosed by Gas Natural Fenosa to the Spanish National Securities Market Commission (CNMV). All the projections and other statements contained in this document that do not refer to historical facts, including those referring to the financial situation, business strategy, management plans or the goals of future transactions of Gas Natural Fenosa (including its subsidiaries and investees) are mere forecasts. Such forward-looking statements entail risks, both known and unknown, uncertainties and other factors that may result in the actual results, actions or achievements of Gas Natural Fenosa, or the industry's results, differing significantly from those expressed. Such forward-looking statements are based on assumptions about the present and future business strategies of Gas Natural Fenosa and the environment in which Gas Natural Fenosa expects to operate in the future, which may not materialise. All the forward-looking statements and other statements contained herein refer solely to the situation existing at the time this document was produced. Gas Natural Fenosa, its subsidiaries, advisors and representatives, and their respective directors, executives, employees and agents shall not be subject to any liability whatsoever for any damage arising from the use of this document or its content or otherwise connected with it in any way.

The distribution of this document may be restricted in certain jurisdictions; consequently, the recipients of this document and any persons who ultimately obtain a copy of same should be aware of, and comply with, such restrictions. By reading this document, you agree to be bound by the foregoing limitations.

Neither this document, nor any part of it, constitutes an offer of any type and no reliance should be placed on it for any contract or agreement.

Contents

Highlights of the period	03	>	03
1. Main aggregates	04	>	06
2. Analysis of consolidated results	07	>	11
3. Balance sheet and cash flow	12	>	15
4. Analysis of results by activity	16	>	33
4.1. Gas distribution	16	>	20
4.2. Electricity distribution	21	>	24
4.3. Gas	25	>	28
4.4. Electricity	29	>	35
Regulatory disclosures	36	>	38
Annexes. Financial statements	39	>	44
Consolidated income statement	40	>	40
Breakdown by business area	41	>	42
Consolidated balance sheet	43	>	43
Consolidated cash flow statement	44	>	44
Glossary of terms	45	>	45

Highlights of the period

Net profit amounted to €793 million in the first nine months of 2017

- Net profit amounted to €793 million in the first nine months of 2017, 14.7% less than in the same period of 2016.
- EBITDA amounted to €3,140 million in the first nine months of 2017, a 12.3% decline on the same period of 2016, after restatement to reflect cessation of the gas distribution and supply business in Italy (7.4% in like-for-like terms, excluding Electricaribe). That reduction was concentrated in the Electricity business in Spain, whose performance was shaped by weather, as Gas Natural Fenosa's hydroelectric output declined by 72.4%.
- As of 30 September 2017, the indebtedness ratio was 46.5%, i.e. slightly below the 2016 ratio (46.9%), while the net financial debt/EBITDA ratio was 3.5x, slightly higher than in 2016 (3.3x).
- On 3 August 2017, it was agreed to sell 20% of the gas distribution business in Spain to a consortium comprising Allianz and CPPIB. Since this sale does not entail a loss of control that business will continue to be fully consolidated. The transaction is expected to be completed by 31 January 2018 once the necessary authorisations have been obtained.
- On 27 September 2017 the interim dividend for 2017 declared by the Board of Directors in the amount of €0.330 per share was paid entirely in cash, in line with the distribution policy that establishes a minimum pay-out of 70% with at least a dividend of €1 per share.
- On 6 October, as a result of the social and political events that had occurred in the previous weeks in Catalonia and of the ensuing legal uncertainty, the Board of Directors of Gas Natural Fenosa resolved to transfer the company's registered offices to the existing corporate offices in Madrid, at Avenida de San Luis 77, while the situation persisted. This decision does not affect the Gas Natural Fenosa companies that provide services exclusively in Catalonia, and it was adopted to ensure normality in the company's operations and to protect the interests of the company, its customers, employees, creditors and shareholders.
- On 13 October 2017, Gas Natural Fenosa entered into separate agreements to sell its companies and assets in Italy to 2i Rete Gas and Edison for a total of €1,020 million. Completion of these transactions, which is expected to take place between the fourth quarter of 2017 and the first quarter of 2018, is conditional upon obtaining the approval of the competition authorities. The transactions are expected to generate capital gains for Gas Natural Fenosa of approximately €190 million in total, after tax.

Based on the agreements that were entered into, the sale is considered to be highly likely to occur and is expected to be concluded in less than one year; consequently, as of 30 September 2017, the assets and liabilities related to the gas distribution and supply business in Italy were reclassified as non-current assets held for sale, by application of IFRS 5 "Non-current Assets Held for Sale and Discontinued Operations". Additionally, they were classified as a discontinued operation since they constitute a significant separate line of business that is held for sale; consequently, all revenues and expenses of the gas distribution and supply business in Italy are presented under "Income from discontinued operations after taxes", and the income statement as of 30 September 2016 was restated for the purposes of comparison.

1. Main aggregates

The income statements and operating figures for the periods from January to September 2017 and 2016 have been restated due to discontinuation of the gas distribution and supply business in Italy, with no impact on net profit.

1.1. Main financial aggregates

3Q17	3Q16	%	(€ Mn)	9M17	9M16	%
5,785	5,291	9.3	Net sales	17,940	16,576	8.2
1,006	1,165	-13.6	EBITDA	3,140	3,582	-12.3
547	655	-16.5	Operating income	1,791	2,078	-13.8
243	285	-14.7	Net income	793	930	-14.7
844	958	-11.9	Cash flow from operations (CFO)	2,250	2,558	-12.0
-	-	-	Average number of shares (million)	1,001	1,001	-
-	-	-	Share price at 30/09 (€)	18.73	18.30	2.3
-	-	-	Market capitalisation at 30/09	18,743	18,308	2.3
-	-	-	Net profit per share* (€)	0.79	0.93	-15.1
394	769	-48.8	Investments, net	1,134	1,391	-18.5
-186	-531	-65.0	Equity	18,060	18,262	-1.1
-253	-98	-	Attributable equity	14,356	14,477	-0.8
-95	312	-	Net interest-bearing debt (at 30/09)	15,723	16,144	-2.6

* Based on an average number of shares amounting to 1,000,471,852 at 30 September 2017 (1,000,689,341 at 30 September 2016).

1.2. Ratios

		9M17	9M16
Leverage	%	46.5	46.9
EBITDA/ Financial result	times	6.7	6.4
Net interest-bearing debt /EBITDA	times	3.5	3.3
P/E	times	15.5	13.7
EV/EBITDA	times	7.8	7.0

Note: Share performance and balance sheet at 30 September.

1.3. Key operating figures

Distribution

3Q17	3Q16	%		9M17	9M16	%
118,978	106,697	11.5	Gas distribution (GWh)	355,612	332,042	7.1
39,670	36,841	7.7	Spain	138,583	131,237	5.6
39,670	36,841	7.7	TPA ¹	138,583	131,237	5.6
79,308	69,856	13.5	Latin America	217,029	200,805	8.1
46,935	41,685	12.6	Gas sales	124,564	116,588	6.8
32,373	28,171	14.9	TPA	92,465	84,217	9.8
13,870	17,146	-19.1	Electricity distribution (GWh)	42,154	51,832	-18.7
8,550	8,532	0.2	Europe	25,883	25,783	0.4
643	628	2.4	Electricity sales	1,999	1,945	2.8
7,907	7,904	0.0	TPA	23,884	23,838	0.2
5,320	8,614	-38.2	Latin America (*)	16,271	26,049	-37.5
4,811	8,060	-40.3	Electricity sales	14,941	24,385	-38.7
509	554	-8.1	TPA	1,330	1,664	-20.1
3,472	3,411	1.8	Electricity transmitted (GWh)	10,868	10,942	-0.7
3,472	3,411	1.8	Latin America	10,868	10,942	-0.7
-	-	-	Gas distribution connections ('000)	13,351	13,002	2.7
-	-	-	(at 30/09)			
-	-	-	Spain	5,348	5,311	0.7
-	-	-	Latin America	8,003	7,691	4.1
-	-	-	Electricity distribution connections ('000)	8,301	10,805	-23.2
-	-	-	(at 30/09)			
-	-	-	Europe	4,601	4,573	0.6
-	-	-	Latin America (*)	3,700	6,232	-40.6
-	-	-	ICEIT in Spain (minutes)²	29	35	-17.1

(*) 9M16 includes Electricaribe's contribution to the consolidated figures.

Gas business

3Q17	3Q16	%		9M17	9M16	%
77,283	71,154	8.6	Wholesale supply (GWh)	240,118	215,301	11.5
34,233	38,547	-11.2	Spain	109,035	111,383	-2.1
12,720	14,326	-11.2	Rest of Europe	45,150	46,111	-2.1
30,330	18,281	65.9	International LNG	85,933	57,807	48.7
545	1,355	-59.8	Retail supply (GWh)	16,338	18,205	-10.3
18,467	30,940	-40.3	Gas transportation – EMPL³ (GWh)	67,900	83,239	-18.4

Electricity business

3Q17	3Q16	%		9M17	9M16	%
11,636	12,012	-3.1	Electricity generated (GWh)	33,860	33,434	1.3
6,775	7,307	-7.3	Spain	19,935	20,073	-0.7
6,334	6,825	-7.2	Generation	18,228	18,095	0.7
282	447	-36.9	Hydroelectric	1,019	3,691	-72.4
1,156	1,225	-5.6	Nuclear	3,341	3,329	0.4
977	2,111	-53.7	Coal	3,808	3,047	25.0
3,919	3,042	28.8	CCGT	10,060	8,028	25.3
441	482	-8.5	Renewables and Cogeneration	1,707	1,978	-13.7
4,861	4,705	3.3	International	13,925	13,361	4.2
4,286	4,072	5.3	Mexico (CCGT)	12,211	11,580	5.4
93	135	-31.1	Mexico (wind)	399	522	-23.6
9	-	-	Brazil (solar)	9	-	-
116	134	-13.4	Costa Rica (hydroelectric)	312	304	2.6
30	28	7.1	Panama (hydroelectric)	68	61	11.5
252	276	-8.7	Dominican Republic (oil-fired)	718	761	-5.7
75	60	25.0	Kenya (oil-fired)	208	133	56.4
-	-	-	Installed capacity (MW)	15,486	15,416	0.5
-	-	-	Spain	12,716	12,714	-
-	-	-	Generation	11,569	11,569	-
-	-	-	Hydroelectric	1,954	1,954	-
-	-	-	Nuclear	604	604	-
-	-	-	Coal	2,010	2,010	-
-	-	-	CCGT	7,001	7,001	-
-	-	-	Renewables and Cogeneration	1,147	1,145	0.2
-	-	-	International	2,770	2,702	2.5
-	-	-	Mexico (CCGT)	2,035	2,035	-
-	-	-	Mexico (wind)	234	234	-
-	-	-	Brazil (solar)	68	-	-
-	-	-	Costa Rica (hydroelectric)	101	101	-
-	-	-	Panama (hydroelectric)	22	22	-
-	-	-	Dominican Republic (oil-fired)	198	198	-
-	-	-	Kenya (oil-fired)	112	112	-

2. Analysis of consolidated results

The main details of the income statement are as follows:

3Q17	3Q16	%	(€ Mn)	9M17	9M16	%
5,785	5,291	9.3	Net sales	17,940	16,576	8.2
1,006	1,165	-13.6	EBITDA	3,140	3,582	-12.3
547	655	-16.5	Operating income	1,791	2,078	-13.8
-149	-213	-30.0	Net financial income	-495	-627	-21.1
10	13	-23.1	Profit/(loss) of entities recognised by the equity method	17	2	-
-71	-106	-33.0	Income tax expense	-282	-339	-16.8
5	20	-75.0	Income from discontinued operations	22	66	-66.7
-99	-84	17.9	Non-controlling interests	-260	-250	4.0
243	285	-14.7	Net income	793	930	-14.7

2.1. Changes in consolidation scope and other material transactions

During 2016, Electricaribe, a company owned 85.38% by Gas Natural Fenosa, experienced severe liquidity stress as a result of the actions and omissions of the Republic of Colombia. On 14 November 2016, the Superintendence for Residential Public Services of the Republic of Colombia (“the Superintendence”) ordered the seizure of Electricaribe, and the removal of the members of the governing body and the general manager, and their replacement by a special agent appointed by the Superintendence, with the result that, at the end of December 2016, Gas Natural Fenosa had lost control and any power to have a significant influence on Electricaribe. Subsequently, on 11 January 2017, the Superintendence extended this government take-over until 14 March 2017 and, on the latter date, it announced the decision to liquidate the company Electricaribe.

On 22 March 2017, Gas Natural Fenosa presented the pertinent documentation to initiate arbitration proceedings before the United Nations Commission on International Trade Law (UNCITRAL) in order to recover the company with a viable regulatory framework or, barring that, obtain compensation based on the fair value of the company, estimated at over \$1,000 million. A formal request has been made for arbitration before the UNCITRAL Tribunal, which, like the World Bank’s ICSIC, is envisaged as an appropriate venue for settling differences under the bilateral agreement between Colombia and Spain on promotion and reciprocal protection of investments.

On 9 June 2017, Electricaribe signed a contract with Financiera de Desarrollo Nacional, a government agency, for the latter to assess and define the options for structuring and implementing a final solution for the provision of electricity supply on the Caribbean coast. Subsequently, an international merchant bank was engaged and it was announced that the work of both entities would last until the second half of 2018.

On 31 December 2016, Gas Natural Fenosa ceased to consolidate Electricaribe and, in line with the requirements of the applicable accounting standard, IFRS 10, it derecognised its assets, liabilities and non-controlling interests for an amount of €475 million. In addition, under IAS 39, the investment in Electricaribe has been recognised at fair value (€475 million) under available-for-sale financial assets. Since the investment in Electricaribe involves unlisted equity instruments for which no quoted share price is available, it has been valued using a prudent approach. However, Gas Natural Fenosa believes that the final amount that may reasonably be expected to be recognised by the agencies and courts that may decide on the applicable price or indemnity based on fair market value will be higher than the figure mentioned above.

2017

On 13 October 2017, Gas Natural Fenosa entered into separate agreements to sell its companies and assets in Italy to 2i Rete Gas and Edison for a total of €1,020 million. Completion of these transactions, which is expected to take place between the fourth quarter of 2017 and the first quarter of 2018, is conditional upon obtaining the approval of the competition authorities. The transactions are expected to generate capital gains for Gas Natural Fenosa of approximately €190 million in total, after tax.

Based on the agreements that were entered into, the sale is considered to be highly likely to occur and is expected to be concluded in less than one year; consequently, as of 30 September 2017, the assets and liabilities related to the gas distribution and supply business in Italy were reclassified as non-current assets held for sale, by application of IFRS 5 "Non-current Assets Held for Sale and Discontinued Operations".

Additionally, they were classified as a discontinued operation since they constitute a significant separate line of business that is held for sale; consequently, all revenues and expenses of the gas distribution and supply business in Italy are presented under "Income from discontinued operations after taxes", and the income statement as of 30 September 2016 was restated for the purposes of comparison. The impact of the restatement of the consolidated income statement for the nine months period ending on 30 September 2016 is as follows:

(€ Mn)	9M16	Restatement impact	9M16 restated
Net sales	16,746	-170	16,576
Purchases	-11,013	73	-10,940
Gross income	5,733	-97	5,636
Other operating revenues	188	-18	170
Net personnel expenses	-759	14	-745
Taxes	-345	1	-344
Other operating expenses	-1,177	42	-1,135
EBITDA	3,640	-58	3,582
Depreciation, amortisation and impairment expenses	-1,305	19	-1,286
Change in operating provisions	-223	5	-218
Operating income	2,112	-34	2,078
Net financial income	-629	2	-627
Profit/(loss) of entities recorded by the equity method	2	-	2
PROFIT/(LOSS) BEFORE TAXES	1,485	-32	1,453
Income tax expense	-349	10	-339
Income from discontinued operations	44	22	66
Non-controlling interests	-250	-	-250
PROFIT ATTRIBUTABLE TO EQUITY HOLDERS OF THE PARENT COMPANY	930	-	930

2016

On 18 December 2015, Gas Natural Fenosa, which, through CGE, owned a 56.62% controlling stake in Chilean company Gasco, S.A., signed an agreement with a group of shareholders that owned 22.4% of Gasco, S.A., referred to as the Pérez Cruz family, to demerge Gasco, S.A. into two companies, one focused on the natural gas business, to remain under the control of Gas Natural Fenosa, and the other focused on the liquefied petroleum gas (LPG) business, which would be controlled by the Pérez Cruz family. Once the split had been completed, on 6 July 2016, each of the parties made a tender offer to acquire 100% of its company in order to pursue its respective business independently. On 8 August 2016, Gas Natural Fenosa announced the sale of the shares of Gasco, S.A. for a total amount of 160,197 million Chilean pesos (€220 million), i.e. a capital gain of €4 million, and that the takeover bid for Gas Natural Chile, S.A. had been successful, since it had acquired an additional 37.88% of that company's capital for a total of 223,404 million Chilean pesos (€306 million). As a result, Gas Natural Fenosa's controlling stake in Gas Natural Chile, S.A. reached 94.50%.

In April 2016, Unión Fenosa Gas (a company recognised by the equity method) sold to the Galicia Regional Government and the Tojeiro Group, through Gasifica, S.A., its 21.0% stake in Regasificadora del Noroeste, S.A. (Reganosa) for €28 million, which resulted in a capital gain of €1 million, net of taxes, for Gas Natural Fenosa.

In June 2016, Unión Fenosa Gas reached an agreement to sell its 42.5% stake in Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (Saggas), held through Infraestructuras de Gas S.A., to Enagás for €106 million. This transaction was completed in July 2016, providing Gas Natural Fenosa with a capital gain, net of taxes, of €21 million.

On 29 June 2016, Gas Natural Fenosa, through the company Aproveisionadora Global de Energía (AGESA), a subsidiary of Gas Natural Chile, S.A., signed an agreement with Enagás for the sale of 20.0% of GNL Quintero, S.A. (Chile) for USD 200 million, which, following the adjustments for dividends at the closing date, amounted to USD 197 million (€182 million). The operation was concluded in November 2016 and resulted in a capital gain of €128 million before taxes and non-controlling interests, or €50 million net.

On 29 July 2016, Gas Natural Fenosa completed the purchase of 100% of the Irish gas and electricity supply company Vayu Limited (Vayu) under the new strategic plan which envisages growth in the energy supply business in Europe. This transaction complements the company's existing position in other European markets (France, Italy, Belgium, Netherlands, Portugal, Germany and Luxembourg) and will enable it to engage in LNG trading and operations. Vayu has a 15% share of gas supply to large industrial and commercial customers in Ireland, and around 6% of the electricity supply market.

2.2. Analysis of results

2.2.1. Net sales

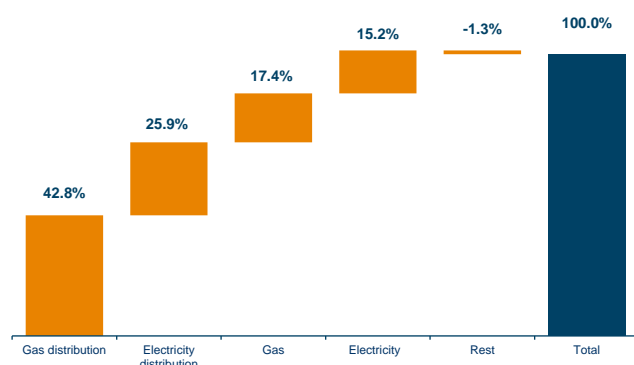
Net sales totalled €17,940 million through 30 September 2017, an 8.2% increase with respect to the same period of 2016, due basically to higher volumes and sale prices in the gas business compared with the same period of the previous year, to the pool price increased compensated by a decrease in volumes in the electricity business and to the currency effect.

2.2.2. EBITDA and Operating income

Consolidated EBITDA in the first nine months of 2017 declined by €442 million to €3,140 million, i.e. 12.3% less than in the same period of 2016, after restatement to reflect discontinuation of the gas distribution and supply business in Italy. Nevertheless, the first nine months of 2017 does not include the figures for Electricaribe; consequently, in like-for-like terms, the reduction would be just 7.4%.

Foreign currency fluctuations in consolidation had a positive impact on EBITDA in the first nine months of 2017 amounting to €28 million with respect to the same period of 2016, mainly due to appreciation of the Brazilian real and the Chilean peso.

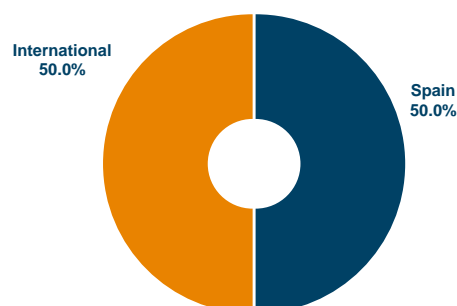
Contribution to EBITDA by business



The chart illustrates the business lines' contributions to consolidated EBITDA and the degree of diversification, including a notable contribution by gas distribution (42.8% of the consolidated total), followed by electricity distribution (25.9%), the gas business (17.4%) and the electricity business (15.2%).

Contribution to EBITDA by geography

EBITDA from Gas Natural Fenosa's international activities declined by 3.0% to account for 50.0% of the consolidated total, compared with 45.2% in the same period of last year. EBITDA from operations in Spain fell by 20.0% and declined as a share of the consolidated total to 50.0%.



Depreciation and amortisation charges and impairment losses in 9M17 amounted to €1.247 million, a 3.0% decrease year-on-year, mainly due to extending the useful lives of the combined cycle plants from 25 to 35 years.

Provisions for bad debts amounted to €102 million, compared with €218 million the previous year; this reduction is due basically to deconsolidating Electricaribe.

Operating income in the first nine months of 2017 declined by €287 million (13.8%) with respect to the same period of 2016, to €1,791 million, after restatement due to discontinuation of the gas distribution and supply business in Italy (-12.0% in like-for-like terms excluding Electricaribe).

As a result of natural disasters (forest fires and wind and snow storms) in Chile and Moldova, an amount of €15 million was recognised under "Other operating expenses" for the expenses and indemnities incurred as a result of those disasters, and an amount of €5 million under "Depreciation, amortisation and impairment expenses" for the impairment of property, plant and equipment that were affected.

2.2.3. Financial result

The breakdown of the financial result is as follows:

3Q17	3Q16	(€ Mn)	9M17	9M16
-320	-373	Cost of net interest-bearing debt	-465	-564
-33	-49	Other financial expenses/revenues	-42	-75
7	8	Financial income - Costa Rica ¹	12	12
-346	-414	Net financial income	-495	-627

¹ The Costa Rica generation concessions are accounted for as finance leases in accordance with IFRIC 12.

The cost of net interest-bearing debt in the first nine months of 2017 was €465 million, i.e. lower than in the same period of 2016 due to deconsolidating Electricaribe and to the lower coupons on new debt issued to refinance maturing debt, as well as bank loans restructuring.

The average cost of gross financial debt is 3.6%, and 80% of the debt is at fixed rates.

2.2.4. Equity-accounted affiliates

Equity-accounted affiliates contributed €17 million in earnings in the first nine months of 2017 (€2 million in the same period of 2016) due to the positive contribution by Ecoeléctrica in Puerto Rico and by other

holdings (Chile and renewables), which was partly offset by the negative result contributed by the Union Fenosa Gas subgroup.

2.2.5. Income tax

The effective tax rate as of 30 September 2017, based on the best estimate of the effective tax rate for the full year, was 21.5%, compared with 23.3% in the same period of 2016.

In the fourth quarter of 2017, the take-over mergers of CGE Distribución, S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica, S.A. (CONAFE) y Empresa Eléctrica de Atacama, S.A. (EMELAT) by absorption of Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) taking place in Chile are expected to have an approximately positive impact on net profit amounting to €115 million due to the reduction in deferred tax liabilities following the assignment of goodwill to the assets' tax value.

2.2.6. Income from discontinued operations

On 13 October 2017, Gas Natural Fenosa entered into separate agreements to sell its companies and assets in Italy to 2i Rete Gas and Edison, for a total of €1,020 million; consequently, that business line has been classified as a discontinued operation. The Italian business contributed €22 million in net profit in the first nine months of 2017 (€22 million in the same period of 2016). Additionally, the figures as of 30 September 2016 included the net profit of the LPG business in Chile (€44 million), which was disposed of in August 2016.

The main aggregates of the regulated gas business in Italy are as follows:

3Q17	3Q16	%		9M17	9M16	%
313	352	-11.1	Gas sales - TPA (GWh)	2,710	2,541	6.7
16	24	-33.3	Distribution network (km)	7,307	7,234	1.0
-	-	-	Connection points ('000) (at 30/09)	461	458	0.7

A total of 2,710 GWh of gas were distributed, a 6.7% increase with respect to 2016, due to favourable weather conditions.

The distribution grid stood at 7,307 km at 30 September 2017, having expanded by 16 km in the last three months.

Gas Natural Fenosa has 460,697 gas distribution connection points in Italy, a slight increase with respect to the previous year.

Regarding the gas supply activity the main operating figures are as follows:

3T17	3T16	%		9M17	9M16	%
1,408	1,204	16.9	Gas supply in Italy (GWh)	8,339	6,630	25.8
1,176	982	19.8	Wholesale	6,021	4,522	33.1
232	222	4.5	Residential	2,318	2,108	10.0

2.2.7. Non-controlling interest

The main items in this account are the non-controlling interests in EMPL, International Electricity, the gas distribution companies in Chile, Brazil, Colombia and Mexico, and the electricity distribution companies in Chile and Panama, as well as accrued interest on perpetual subordinated notes.

Income attributed to non-controlling interests amounted to -€260 million in 9M17, in line with the figure of -€250 million recognised in the same period of 2016.

2.2.8. Net income

Net income in the period from January to September 2017 amounted to €793 million, a reduction of 14.7% with respect to the same period of 2016.

3. Balance sheet and cash flow

The key balance sheet figures are as follows:

3Q17	3Q16	%	(€ Mn)	9M17	9M16	%
-856	214	-	Property, plant and equipment and intangible assets	32,807	34,430	-4.7
-95	312	-	Net interest-bearing debt	15,723	16,144	-2.6
-186	-531	-65.0	Equity	18,060	18,262	-1.1
-253	-98	-	Attributable equity	14,356	14,477	-0.8

3.1. Investments

The breakdown of net investments by type is as follows:

(€ Mn)	9M17	9M16	%
Capital expenditure and intangible assets	1,123	1,294	-13.2
Financial investments	31	366	-
Total gross investments	1,154	1,660	-30.5
Disposals and others	-20	-269	-
Total net investments	1,134	1,391	-18.5

Investments in property, plant and equipment and intangible assets amounted to €1,123 million in 9M17, a 13.2% decrease with respect to 9M16, due to recognition in 2016 of €206 million for the acquisition of a new LNG tanker under a finance lease.

Excluding this effect, investments in property, plant and equipment and intangible assets would have increased by 3.2%, due basically to greater investment in gas and electricity distribution in Latin America and in the Electricity business.

Capital expenditure and intangible assets, by activity

(€ Mn)	9M17	% contribution	9M16	% contribution	% variation
Gas Distribution	370	32.9	453	35.0	-18.3
Spain	117	10.4	264	20.4	-55.7
Latin America	253	22.5	189	14.6	33.9
Electricity Distribution	435	38.7	415	32.1	4.8
Spain	155	13.8	167	12.9	-7.2
Moldova	6	0.5	5	0.4	20.0
Latin America	274	24.4	243	18.8	12.8
Gas	53	4.7	230	17.8	-77.0
Infrastructure	14	1.2	6	0.5	-
Supply	39	3.5	224	17.3	-82.6
Electricity	200	17.8	115	8.9	73.9
Spain	83	7.4	62	4.8	33.9
International	117	10.4	53	4.1	-
Others	65	5.9	81	6.2	-19.8
Total capital expenditure and intangible assets	1,123	100.0	1,294	100.0	-13.2

The electricity distribution business is the main target of capital expenditure; it accounts for 38.7% of total consolidated capital expenditure, having registered a 4.8% increase with respect to the same period of 2016. The electricity distribution business in Latin America accounts for 24.4% of total consolidated capital expenditure, having registered a 12.8% increase in capex, basically as a result of Chile.

Gas distribution accounts for 32.9% of total consolidated capital expenditure, having declined by 18.3% with respect to the same period of the previous year due to the 55.7% decrease in Spain as capital

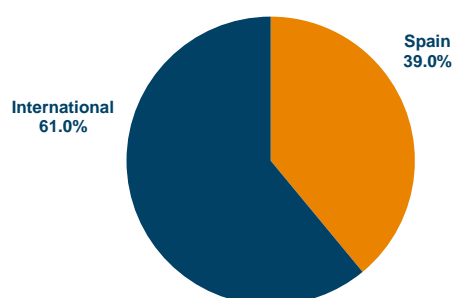
expenditure in 2016 included part of the new LPG connection points acquisition. It is compensated by Gas distribution in Latin America's 33.9% increase in both maintenance and network growth capex in all countries, which accounts for 22.5% of total consolidated capital expenditure.

The electricity business accounts for 17.8% of total consolidated capital expenditure. Capital expenditure in Spain increased by 33.9% with respect to the same period of 2016, basically due to investment in new wind projects in the Canary Islands. Capital expenditure in the International Electricity business expanded by 120.8%, mainly as a result of photovoltaic projects in Brazil and wind power projects in Australia.

Capital expenditure outside Spain increased by 32.2% to account for 61.0% of the total (vs. 40.0% in the same period of 2016).

Investment in Spain declined by 43.6%, and its share declined to 39.0% of the total, compared with 60.0% in 2016, due to the acquisition in September 2016 of a gas carrier under a finance lease.

Investment in property, plant and equipment and intangible assets, by region



Excluding that effect, capital expenditure in Spain would have amounted to 52.4% of the total in the first nine months of 2016.

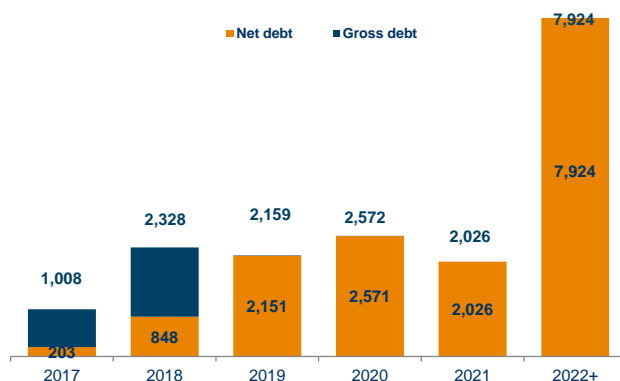
3.2. Debt and finances

3.2.1. Interest-bearing debt

At 30 September 2017, net interest-bearing debt amounted to €15,723 million and leverage was 46.5% (€16,144 million and 46.9%, respectively, at 30 September 2016).

The net debt/EBITDA ratio was 3.5 and the EBITDA/interest ratio was 6.7 at 30 September 2017. Considering the inflows from the sale of the businesses in Italy, net debt/EBITDA ratio would be 3.4x.

Maturity of gross financial debt (€ Mn)



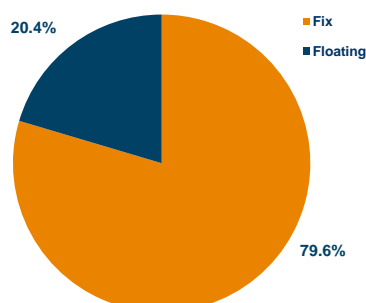
A total of 93.3% of the net interest-bearing debt matures in or after 2019. The average term of the debt is 5.5 years.

The figure shows Gas Natural Fenosa's net and gross debt maturity calendar at 30 September 2017. Gross debt amounted to €18,017 million.

Of the net interest-bearing debt, 5.2% is short term and 94.8% is long term.

Structure of net interest-bearing debt

Having consideration for the impact of financial hedges, most of the debt is at fixed rates:



The breakdown of the net interest-bearing debt by currency at 30 September 2017, in absolute and relative terms, is as follows:

(€ Mn)	30/09/17	%
EUR	12,506	79.6
CLP	1,591	10.1
USD	917	5.8
BRL	297	1.9
MXN	284	1.8
COP	123	0.8
Others	5	-
Net interest-bearing debt	15,723	100.0

3.2.2. Liquidity

At 30 September 2017, cash and cash equivalents together with available bank finance totalled €9,779 million, providing the company with sufficient liquidity to cover its debt maturities for more than 24 months, as detailed below:

Liquidity sources (€ Mn)	Limit	Drawn	Undrawn
Committed credit lines	7,591	451	7,140
Uncommitted credit lines	506	150	356
Undrawn loans	52	-	52
Cash and cash equivalents	-	-	2,231
Total	8,149	601	9,779

Additionally, at 30 September 2017, the company had €6,206 million available in the form of shelf registrations for financial instruments, including €3,895 million in the Euro Medium Term Notes (EMTN) programme, €500 million in the Euro Commercial Paper (ECP) programme, and a combined €1,811 million in the Stock Market Certificates programmes on the Mexico Stock Exchange, the Tradable Commercial Paper programme on Panama, the straight bonds programme in Colombia and the bond lines in Chile.

3.2.3. Main financial transactions

In April 2017, Gas Natural Fenosa issued €1,000 million in notes under its EMTN programme with a 1.125% coupon, maturing in 7 years. The proceeds were used to redeem €1,000 million of bonds maturing in 2018, 2020 and 2021. Additionally, on 29 September 2017, under the EMTN programme, Gas Natural Fenosa made a private placement of a €300 million 12-year bond with a 1.875% coupon, which was disbursed in October.

As part of the ongoing process of optimising net interest-bearing debt, two long-term transactions were arranged with financial institutions in the third quarter: a €450 million 20-year loan, with a 4-year grace period, from the European Investment Bank, and a €200 million 12-year loan, with a 2-year grace period, from the Spanish Instituto de Crédito Oficial.

Along the third quarter, debt refinanced / optimized amounts to €3,013 million (€6,637 million in the nine first months of 2017) of which €645 million correspond to loans (€1,329 in the nine first months of 2017) and €2,368 correspond to credit lines (€5,308 million in the nine first months of 2017).

In parallel, long-term currency hedges were arranged to maintain 80% of net debt at fixed rates.

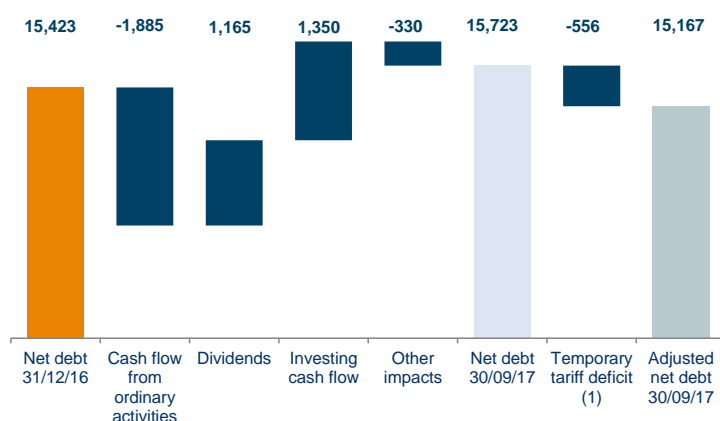
3.2.4. Credit rating

The accompanying table shows the credit rating of Gas Natural Fenosa's long-term and short-term debt:

Agency	Short term	Long term
Fitch	F2	BBB+
Moody's	P-2	Baa2
Standard & Poor's	A-2	BBB

3.3. Cash flows

The cash flow and reconciliation of net interest-bearing debt in the first nine months of 2017 are as follows:



⁽¹⁾ Includes €105 million of the electricity tariff deficit and €451 million of the gas tariff deficit (2014: €320 million, 2015: €9 million, 2016: €38 million and 2017: €84 million).

Other impacts include translation differences. They also include the effect on net debt consequence of the transfer of the Italian distribution and supply business's to non-current assets and liabilities held for sale (-€210 million).

3.4. Equity and shareholder remuneration

The distribution of 2016 income proposed to the Shareholders' Meeting on 20 April 2017 entailed allocating €1,001 million to dividends, the same amount as in 2016. That represents a dividend of €1 per share and a pay-out of 74.3%, i.e. a dividend yield of 5.6% based on the share price on 31 December 2016 (€17.91).

An interim dividend amounting to €0.330 per share out of 2016 earnings was paid entirely in cash on 27 September 2016, and the remaining €0.670 per share was paid, also in cash, on 27 June 2017.

The Board of Directors declared an interim dividend for 2017 of €0.330 per share, which was paid entirely in cash on 27 September 2017.

At 30 September 2017, Gas Natural Fenosa's shareholders' equity totalled €18,060 million. Of that total, €14,356 million is attributable to Gas Natural Fenosa.

On 3 August 2017, it was agreed to sell 20% of the gas distribution business in Spain to a consortium comprising Allianz and CPPIB for €1.500 million. Since this sale does not entail a loss of control that business will continue to be fully consolidated with a positive estimated impact in retained earnings amounting to €1.040 million. The transaction is expected to be completed by 31 January 2018 once the necessary authorisations have been obtained.

4. Analysis of results by activity

The criteria used to assign amounts to the activities are as follows:

- › All revenues and expenses relating directly and exclusively to a specific business activity are allocated directly to it.
- › The margin on intercompany transactions is allocated on the basis of the market which is the final destination of the sale.
- › Corporate expenses and revenues are assigned on the basis of their use by the individual business lines.

4.1. Gas distribution

4.1.1. Spain

This area includes gas distribution, third-party access (TPA), the activities that are charged for outside the regulated distribution remuneration (meter rental, customer connections, etc.), and the piped liquefied petroleum gas (LPG) business.

4.1.1.1. Results

3Q17	3Q16	%	(€ Mn)	9M17	9M16	%
313	303	3.3	Net sales	951	884	7.6
-1	-3	-66.7	Purchases	-51	-12	-
-19	-22	-13.6	Net personnel expenses	-59	-61	-3.3
-52	-49	6.1	Other revenues and expenses	-161	-158	1.9
241	229	5.2	EBITDA	680	653	4.1
-75	-71	5.6	Depreciation, amortisation and impairment expenses	-223	-215	3.7
-1	-1	-	Change in operating provisions	-5	-1	-
165	157	5.1	Operating income	452	437	3.4

Net sales in the gas distribution business totalled €951 million, €67 million more than in the same period last year, due basically to the LPG business, which completed the acquisition of distribution points in the fourth quarter of 2016. Revenues in the regulatory inspection business increased in 2017 because of the schedule, since 2016 was a trough year with a lower number of inspections as a result of the change in the obligatory inspection frequency from every 4 to every 5 years.

The increase in the LPG business required a larger number of shiploads to meet the higher demand, and the larger number of regulatory inspections resulted in an increase in costs.

These factors, coupled with the positive impact of efficiency measures on operating expenses, resulted in a 4.1% increase in EBITDA.

4.1.1.2. Main aggregates

The main aggregates in gas distribution in Spain were as follows:

3Q17	3Q16	%		9M17	9M16	%
39,670	36,841	7.7	Gas sales - TPA (GWh)	138,583	131,237	5.6
-7,308	1,002	-	LPG sales (ton)	77,915	15,066	-
108	96	12.5	Distribution network (km)	53,150	51,790	2.6
12	9	33.3	Change in connection points ('000)	35	45	-22.2
-	-	-	Connection points ('000) (at 30/09)	5,348	5,311	0.7

Regulated gas sales increased by 5.6% (+7,346 GWh).

Residential demand was 3.6% (-1,088 GWh) lower than in the same period of 2016.

Demand growth was concentrated in the industrial market. Demand under 60 bars increased by 7.2% (+4,775 GWh). Demand for transportation and industrial consumption over 60 bar increased by 13.5% (+3,685 GWh).

The growth in LPG sales was due to the acquisition of supply connections in the fourth quarter of 2016.

In the first nine months of 2017, the distribution network expanded by 1,194 km.

In connection with the addition of connection points, as part of the efficiency measures, the growth model was adapted to reduce unit capture costs, with the result that there was a delay in bringing residential connections into service; nonetheless, this was offset in remuneration terms by the larger number of new large accounts that were connected.

4.1.2. Latin America

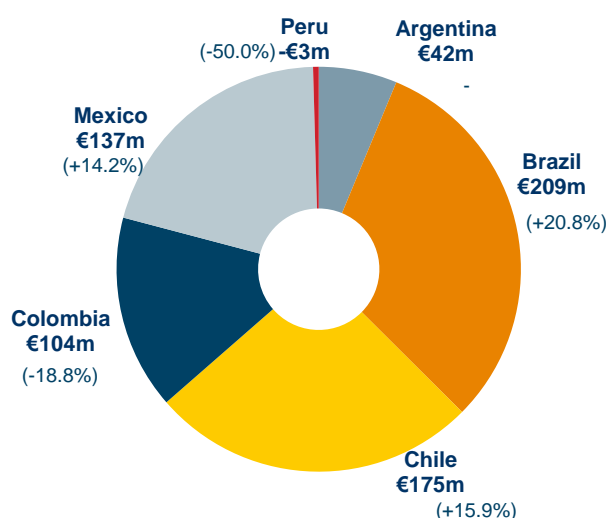
This division involves regulated gas distribution in Argentina, Brazil, Chile, Colombia, Mexico and Peru. In Chile, it also includes the gas procurement and supply business.

4.1.3.1. Results

3Q17	3Q16	%	(€ Mn)	9M17	9M16	%
1,192	851	40.1	Net sales	3,455	2,616	32.1
-816	-550	48.4	Purchases	-2,422	-1,735	39.6
-35	-31	12.9	Net personnel expenses	-103	-91	13.2
-91	-74	23.0	Other revenues and expenses	-266	-217	22.6
250	196	27.6	EBITDA	664	573	15.9
-44	-38	15.8	Depreciation, amortisation and impairment expenses	-132	-117	12.8
-8	-6	33.3	Change in operating provisions	-21	-19	10.5
198	152	30.3	Operating income	511	437	16.9

Revenues increased by 32.1% to €3,455 million, due to appreciation by the main Latin American currencies.

EBITDA in Latin America, by country



EBITDA amounted to €664 million, an increase of 15.9% with respect to the same period of the previous year, impacted by currency performance in Mexico (-4.6%), Colombia (3.9%), Brazil (9.5%) and Chile (1.1%). Excluding the effect of currency fluctuations, EBITDA would have increased by 12.6%.

The figure shows gas distribution EBITDA in Latin America, by country, and the variation with respect to the same period of 2016.

Brazil contributed 31.5% of total EBITDA. Adjusting for the aforementioned currency effect, EBITDA increased by 11.1%. Dispatching and TPA for thermal power plants were far higher (+26.0%) than in the first nine months of 2016, while gas sales in the residential-commercial market were down 4.2% year-on-year. In contrast, the change in trend in the industrial sector with respect to 2016 persisted in the third quarter, with 7.5% growth; additionally, sales of automotive natural gas increased by 10.5% year-on-year as it proved more competitive than liquid fuels.

Mexico accounted for 20.6% of total EBITDA in this business. Adjusting for the exchange rate effect, Mexico's EBITDA increased by 18.1%, and the sales margin increased by 19.97% for the tariff indexes update and with growth in all markets.

EBITDA in Colombia amounted to €104 million, a 22.5% decline year-on-year (excluding the exchange rate effect) as a result of the lower supply margin in the secondary market. This market registered atypically good performance through April 2016 due to the El Niño phenomenon, which led to a sharp decline in hydroelectric output. Additionally, the abundant precipitation led to a low volume of sales in the secondary market in 2017.

Chile contributed €175 million in EBITDA (+14.6% at constant exchange rates), i.e. 26.4% of total EBITDA from Latin America; this increase was due basically to higher sales to the residential-commercial segment.

EBITDA in Argentina amounted to €42 million, far higher than in the same period of 2016, following the entry into force on 1 April 2017 of a new tariff table for all markets, even though the new tariff will be implemented in three stages. Overall sales volumes increased by 5.3% in the first nine months of 2017, concentrated particularly in the TPA market, which registered 22.6% growth.

4.1.3.2. Main aggregates

3Q17	3Q16	%		9M17	9M16	%
79,308	69,856	13.5	Gas activity sales (GWh)	217,029	200,805	8.1
46,935	41,685	12.6	Gas sales	124,564	116,588	6.8
32,373	28,171	14.9	TPA	92,465	84,217	9.8
562	912	-38.4	Distribution network (km)	84,251	82,778	1.8
82	90	-8.9	Change in connection points ('000)	230	243	-5.3
-	-	-	Connection points ('000) (at 30/09)	8,003	7,691	4.1

The key physical aggregates by country in 2017 are as follows:

	Argentina	Brazil	Chile	Colombia	Mexico	Total
Gas activity sales (GWh)	55,292	63,071	34,950	19,865	43,851	217,029
Change vs. 9M16 (%)	5.3	18.6	-1.6	-5.5	13.6	8.1
Distribution network (km)	25,804	7,446	7,160	22,212	21,629	84,251
Change vs. 30/09/2016 (km)	-211	74	228	476	906	1,473
Connection points ('000) (at 30/09)	1,645	1,074	597	2,944	1,743	8,003
Change vs. 30/09/2016 ('000)	18	50	22	111	111	312

There were a total of 8.003 million gas distribution connections at 30 September 2017. Customer numbers increased by 312 thousand year-on-year, notably in Colombia and Mexico.

Sales in the gas activity in Latin America, which includes both gas sales and TPA (third-party access) services, totalled 217,029 GWh, i.e. higher than the same period of 2016, particularly due to higher sales in Mexico and Brazil.

The gas distribution grid expanded by 1,473 km (+1.8%) in the last 12 months, to 84,251 km at the end of September 2017. This is attributable most notably to Mexico, which added 906 km, and Colombia, which added 476 km.

Highlights in the region during the year:

- › In Argentina, after a year of intense negotiations, the new tariffs arising from the Integral Tariff Review (RTI) were applied on 1 April 2017. The tariff tables were approved on 31 March 2017 by ENARGAS Resolution 4.354, which announced the RTI outcome for Gas Natural BAN.

The outcome of the Integral Tariff Review process includes a major investment plan that entails a significant change in the scale of this business; the plan is already being implemented.

The new tariff will be phased in over three stages, and will be adjusted for inflation every six months. The first stage commenced on 1 April 2017; the second will begin on 1 December 2017 and will include the first inflation adjustment; the third stage, which will also include an inflation adjustment, will commence in April 2018.

- › In Brazil, new residential-commercial customer additions declined by 4.3% year-on-year in the first nine months due to a large number of additions of new buildings in 2016 on the occasion of the Olympic Games. Sales increased by 18.6% due to higher sales in the power generation and TPA market (26.0%) as a result of higher thermal plant utilisation; sales of automotive natural gas expanded by 10.5% as this fuel was more competitive than liquid fuels and also because of the increase in vehicle conversions in the period; sales to the industrial market grew by 7.5% against the backdrop of a macroeconomic recovery. In contrast, sales in the residential and commercial market declined by 4.2%, mainly as a result of lower consumption by large retailers.
- › In Colombia, gas and TPA sales declined by 5.5% year-on-year, due mainly to a -7.7% decline in industrial sales as a result of the atypical sales volume in the secondary market (the market in which gas excesses are traded after covering the current client portfolio demand) in the early months of 2016 and to the low volume registered to date in 2017. Residential-commercial customer numbers increased by 81,827 net in the first nine months of 2017, which represented a 7.5% decrease year-on-year, basically as a result of the new building segment, where market contraction led to a deceleration in the sale of completed buildings.

Unregulated businesses in Colombia experienced a 12.9% decrease in margins with respect to the first nine months of 2016. The margin in the energy solutions business shrank due to negative performance by mobility products, partly offset by an improvement in the margin in the residential and SME market, basically as a result of Servigas.

- Mexico continued to implement the growth acceleration plan, having increased customer numbers by 2,3% and made progress in all segments in the first half of the year. Gas sales increased by 13.6%, mainly in the TPA market, while the industrial market expanded by 2.7% due to growth in customer numbers and sales; in contrast, consumption in the residential-commercial market shrank by 0.6%.

As part of the ongoing energy reform, in December 2016 the company was granted a concession to distribute gas in the Mexico Valley area (Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo). This area adjoins Mexico City and will enable gas to be distributed in a market close to the existing grid. Commercialisation commenced this year and customer numbers are expected to reach 125,000 within five years.

Continuing with the expansion process, applications have been filed for permits to distribute in the Tabasco, Campeche, Yucatán and Quintana Roo zones, comprising 28 municipalities with a total population of 5.3 million people and 1.5 million homes; 154,000 customers are expected to be signed in the first five years.

- The number of supply connections in Chile increased by 22 thousand, including 3.8% growth in the residential-commercial segment with respect to the third quarter of 2016. As for gas sales and TPA, the strongest growth was observed in the residential-commercial (11.3%) and industrial (4.1%) segments, while TPA sales declined by 5.0% year-on-year.

The new Gas Law, promulgated in February 2017, filled a legal vacuum by reducing the uncertainties surrounding investment, thereby allowing the distribution business to expand and providing for an increase in natural gas use in Chile, which was one of the main objectives of Chile's Energy Agenda and Energy Policy, both drawn up following work directed by the Ministry of Energy.

In this context of legal certainty, an expansion plan has been stepped up since February 2017, with a substantial increase in investment in established territories, where the goal is to increase saturation, and in connecting more regions to the gas grid.

Work in 2017 will be focused on the central and southern areas in order to double new customer additions to approximately 20,000 more new supply connections than in a standard year.

- In Peru, the company has started, at late October, the commercial operations after the start-up of the loading stand made by Shell.

Gas Natural Fenosa will supply energy to an area in south-west Peru that is not yet connected to the gas grid, where it expects to supply over 80,000 households.

4.2. Electricity distribution

4.2.1. Spain

The electricity distribution business in Spain includes regulated distribution of electricity and network services for customers, basically connections and hook-ups, metering and other actions associated with third-party access to Gas Natural Fenosa's distribution network.

4.2.1.1. Results

3Q17	3Q16	%	(€ Mn)	9M17	9M16	%
212	211	0.5	Net sales	632	627	0.8
-	-	-	Purchases	-	-	-
-16	-22	-27.3	Net personnel expenses	-67	-67	-
-38	-35	8.6	Other revenues and expenses	-105	-103	1.9
158	154	2.6	EBITDA	460	457	0.7
-57	-55	3.6	Depreciation, amortisation and impairment expenses	-170	-165	3.0
-	-	-	Change in operating provisions	-	-	-
101	99	2.0	Operating income	290	292	-0.7

The Ministerial Order on electricity tolls for 2017 (ETU/1976/2016) establishes that, until the approval of the remuneration for transmission and distribution for 2017 under the provisions of Royal Decree 1047/2013, of 27 December, and Royal Decree 1048/2013, of 27 December, the remuneration established in Order IET/981/2016 and Order IET/980/2016, which established the remuneration for electricity transmission and distribution companies for 2016, will be paid pro rata.

Net revenues amounted to €632 million, i.e. 0.8% more than in the same period of 2016, due to application of the aforementioned Ministerial Orders and to the accrual of investments that were brought into operation.

EBITDA amounted to €460 million in the first nine months of 2017, 0.7% more than in the same period of 2016, due to higher net sales mentioned and despite the negative impact on net personnel expenses consequence of the implementation of efficiency plan 2016-2018 measures amounting to €14 million (€6 million in the same period of 2016).

4.2.1.2. Main aggregates

3Q17	3Q16	%		9M17	9M16	%
7,907	7,904	-	Electricity sales - TPA (GWh)	23,884	23,838	0.2
-	-	-	Connections ('000) (at 30/09)	3,715	3,697	0.5
-	-	-	ICEIT (minutes)	29	35	-17.1

Electricity supplied in the third quarter of 2017 was in line with the same period of 2016, due to the warm weather. Domestic demand amounted to 186,880 GWh in the first nine months of 2017, a 0.7% increase, according to figures from Red Eléctrica de España (REE).

The number of supply points increased by 18,579 net in year-on-year terms in 2017.

Adjusting for the force majeure events of the storms in Galicia in February, the ICEIT outage indicator declined with respect to the same period of 2016 because of good weather conditions and the absence of other significant incidents.

As of 30 September 2017, smart meters accounted for 94% of the total, and 91% of meter readings are performed on a remote basis.

The plan is to achieve 100% smart meters and remote readings in the residential market by December 2018, as required by law.

4.2.2. Moldova

The business in Moldova includes regulated distribution of electricity and the supply of electricity at the regulated tariff in the capital city and the central and southern regions. Gas Natural Fenosa is responsible for 70% of electricity distribution in Moldova.

4.2.2.1. Results

3Q17	3Q16	%	(€ Mn)	9M17	9M16	%
41	49	-16.3	Net sales	151	168	-10.1
-34	-35	-2.9	Purchases	-118	-121	-2.5
-1	-2	-50.0	Net personnel expenses	-5	-5	-
-2	-2	-	Other revenues and expenses	-8	-7	14.3
4	10	-60.0	EBITDA	20	35	-42.9
-1	-1	-	Depreciation, amortisation and impairment expenses	-4	-4	-
-	-	-	Change in operating provisions	-	-	-
3	9	-66.7	Operating income	16	31	-48.4

Net revenues reflect the pass-through effect of procurement costs together with the capital expenditure and operation and maintenance work performed in accordance with the country's current regulations.

The decline in EBITDA in the first nine months of 2017 is due to the regulator's adjustment in the tariff approved in March 2017 for investments made in 2015 (in comparison with the minimum required level) and to the reform of the distribution tariff methodology applied from May onwards.

4.2.2.2. Main aggregates

3Q17	3Q16	%		9M17	9M16	%
643	628	2.4	Electricity activity sales (GWh)	1,999	1,945	2.8
-	-	-	Connection points ('000) (at 30/09)	886	876	1.1

In 2017, the company continued to implement its plan to improve operations in Moldova, focusing on processes linked to energy control in the distribution networks, operating processes associated with the customer management cycle, and optimisation of facility O&M:

- › Electricity supplied increased by 2.7% in 2017 as consumption increased because of the colder winter.
- › The number of supply connections totalled 885,895, i.e. an increase of 1.1% with respect to the same period of 2016, primarily as a result of growth in the real estate sector.

4.2.3. Latin America

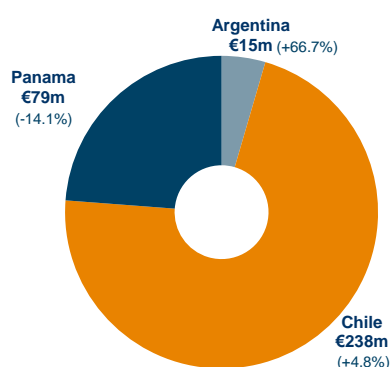
This division involves regulated electricity distribution in Argentina, Chile and Panama, and electricity transmission in Chile.

In 2016, this area also included electricity distribution in Colombia.

4.2.3.1. Results

3Q17	3Q16	%	(€ Mn)	9M17	9M16	%
797	1,168	-31.8	Net sales	2,511	3,473	-27.7
-597	-848	-29.6	Purchases	-1,896	-2,544	-25.5
-35	-55	-36.4	Net personnel expenses	-108	-155	-30.3
-61	-86	-29.1	Other revenues and expenses	-175	-255	-31.4
104	179	-41.9	EBITDA	332	519	-36.0
-31	-43	-27.9	Depreciation, amortisation and impairment expenses	-94	-119	-21.0
-12	-52	-76.9	Change in operating provisions	-26	-137	-81.0
61	84	-27.4	Operating income	212	263	-19.4

EBITDA in Latin America, by country



EBITDA from electricity distribution in Latin America totalled €332 million. Excluding Colombia's contribution to EBITDA in the first nine months of 2016, EBITDA in this business would have increased by 1.2%.

At constant exchange rates and in like-for-like terms, excluding Electricaribe, EBITDA would have declined by 0.6%.

EBITDA in Panama amounted to €79 million in the first nine months of 2017, a 14.1% decline at constant exchange rates. This variation was mainly due to refunds to customers of revenues corresponding to the tariff for the period 2002-2006, to a greater impact of power losses, and to other price effects, notably the higher revenues received in the first half of 2016 as a result of recognition, by the regulator, of extraordinary generation costs corresponding to the year 2015.

EBITDA in Chile and Argentina (CGE) amounted to €253 million, a €11 million increase at constant exchange rates.

4.2.3.2. Main aggregates

3Q17	3Q16	%		9M17	9M16	%
5,320	8,614	-38.2	Electricity activity sales (GWh)	16,271	26,049	-37.5
4,811	8,060	-40.3	Electricity sales	14,941	24,385	-38.7
509	554	-8.1	TPA	1,330	1,664	-20.1
-	-	-	Connection points ('000) (at 30/09)	3,700	6,232	-40.6

Electricity sales amounted to 16,271 GWh, a 37.5% decline, basically due to deconsolidating Electricaribe (Colombia). But for that effect, sales would have risen by 1.9%.

The main physical aggregates by country in the period from January to September of 2017 are as follows:

	Argentina	Chile	Colombia	Panama	Total
Electricity activity sales (GWh)	1,441	11,007	-	3,823	16,271
Change vs. 9M16 (%)	-0.2	2.6	-	0.8	-37.5
Connection points ('000) (at 30/09)	225	2,840	-	635	3,700
Change vs. 30/09/2016 ('000)	6	76	-2,639	25	-2,532

Sales in Panama increased slightly (+0.8%) in year-on-year terms. Demand growth slowed in the first nine months of 2017 due to temperatures being lower than in the previous two years.

The increase in sales and in connection points (excluding the impact of deconsolidating Electricaribe) reflects sustained growth in the electricity distribution business in Latin America.

Electricity transmission in Chile

3Q17	3Q16	%		9M17	9M16	%
3,472	3,411	1.8	Electricity transmitted (GWh)	10,868	10,942	-0.7
-	-	-	Transmission network (km) (at 30/09)	3,528	3,528	-

Power transmission in Chile decreased by 0.7% year-on-year, mainly due to lower activity in the first half which failed to be offset in the third quarter. The transmission grid is 3,528 km long, the same as at 30 September 2016.

4.3. Gas

4.3.1. Infrastructure

This area includes operating the Maghreb-Europe gas pipeline as well as gas exploration, production, storage and regasification.

4.3.1.1. Results

3Q17	3Q16	%	(€ Mn)	9M17	9M16	%
78	81	-3.7	Net sales	242	240	0.8
-1	-1	-	Purchases	-1	-2	-50.0
-1	-2	-50.0	Net personnel expenses	-4	-4	-
-7	-3	-	Other revenues and expenses	-15	-13	15.4
69	75	-8.0	EBITDA	222	221	0.5
-12	-15	-20.0	Depreciation, amortisation and impairment expenses	-37	-39	-5.1
-	-	-	Change in operating provisions	-	-	-
57	60	-5.0	Operating income	185	182	1.6

Net sales in the infrastructure business totalled €242 million in the first nine months of 2017, a 0.8% increase with respect to the same period of the previous year.

EBITDA amounted to €222 million, i.e. a 0.5% increase on the previous year.

4.3.1.2. Main aggregates

The main aggregates in international gas transportation are as follows:

3Q17	3Q16	%		9M17	9M16	%
18,467	30,940	-40.3	Gas transportation-EMPL (GWh)	67,900	83,239	-18.4
7,366	10,766	-31.6	Portugal-Morocco	27,807	30,754	-9.6
11,101	20,174	-45.0	Spain (Gas Natural Fenosa)	40,093	52,485	-23.6

The gas transportation activity conducted in Morocco through companies EMPL and Metragaz represented a total volume of 67,900 GWh, 18.4% less than in the same period last year. Of that figure, 40,093 GWh were shipped for Gas Natural Fenosa through Sagane and 27,807 GWh for Portugal and Morocco.

Gas Natural Fenosa owns 14.9% of Medgaz, the company that owns and operates the Algeria-Europe subsea gas pipeline connecting Beni Saf with the Almería coast in Spain (capacity: 8 bcm/year). That capacity is associated with a new supply contract amounting to 0.8 bcm/year. A total of 5,150 GWh were shipped via the Medgaz pipeline for Gas Natural Fenosa in 9M17.

The company currently has 916 GWh of company-owned gas storage capacity. A number of works (pipeline replacement and initial well drilling) have been completed on one of the projects to increase storage capacity, as part of the exploration, production and storage projects that Gas Natural Fenosa plans for the Guadalquivir Valley in the coming years. The other four projects are at various stages of the permit process.

4.3.2. Supply

This business includes wholesale gas procurement and supply both in the Spanish liberalised market and in other countries, maritime shipping, retail supply of gas and other related products and services in the liberalised market in Spain, and supply of gas at the last-resort tariff (TUR) in Spain.

The figures for the gas supply business for the period from January to September 2016 and 2017 have been restated due to discontinuation of the Italian business; consequently, the sales to the Group's supply company in Italy are shown under the International LNG business, while sales to end customers in Italy are detailed in section 2.2.6. Income from discontinued operations.

4.3.2.1. Results

3Q17	3Q16	%	(€ Mn)	9M17	9M16	%
2,011	1,726	16.5	Net sales	7,246	5,984	21.1
-1,882	-1,540	22.2	Purchases	-6,699	-5,393	24.2
-17	-16	6.3	Net personnel expenses	-55	-50	10.0
-46	-53	-13.2	Other revenues and expenses	-167	-157	6.4
66	117	-43.6	EBITDA	325	384	-15.4
-19	-15	26.7	Depreciation, amortisation and impairment expenses	-56	-42	33.3
-12	-8	50.0	Change in operating provisions	-28	-27	3.7
35	94	-62.8	Operating income	241	315	-23.5

Net sales amounted to €7,246 million, a 21.1% increase with respect to the same period of last year. EBITDA amounted to €325 million, a 15.4% decrease with respect to the same period of the previous year due to greater competitive pressure on margins in the industrial market in Spain and to the decline in the volume of sales to the retail market (-10.3%).

4.3.2.2. Main aggregates

Wholesale supply

The main aggregates in the wholesale gas supply activity are as follows:

3Q17	3Q16	%		9M17	9M16	%
77,283	71,54	8.6	Gas supply (GWh)	240,118	215,301	11.5
34,233	38,547	-11.2	Spain	109,035	111,383	-2.1
26,479	28,326	-6.5	Gas Natural Fenosa supply	82,183	82,640	-0.6
7,754	10,221	-24.1	Supply to third parties	26,852	28,743	-6.6
43,050	32,607	32.0	International	131,083	103,918	26.1
12,720	14,326	-11.2	Rest of Europe	45,150	46,111	-2.1
30,330	18,281	65.9	International LNG	85,933	57,807	48.7
-	-	-	Gas carrier fleet capacity (m ³)	1,095,532	1,034,080	5.9

Wholesale supply by Gas Natural Fenosa totalled 240,118 GWh, an 11.5% increase, basically due to the international business (+26.1%).

Gas Natural Fenosa supplied 109,035 GWh of gas to end customers in Spain, i.e. 2.1% less than in the same period of the previous year.

International gas supply amounted to 131,083 GWh in the first nine months of 2017, a 26.1% increase year-on-year, driven particularly by international LNG supply.

In the organised market in gas through MIBGAS, DA (day-ahead) and WD (within day) contracts became more firmly established and there was an increase in liquidity driven by actions proposed by the system

operator (GTS) to achieve equilibrium in the gas balance; Gas Natural Comercializadora is one of the few active participants in this market

In the third quarter of 2017, Gas Natural Fenosa participated in the auction for new short-term underground storage capacity for the period from October to December 2017. Gas Natural Fenosa was awarded 1.5 TWh of capacity, i.e. 51% of the total capacity that was adjudicated.

Gas Natural Fenosa has a strong position in natural gas supply in Europe, with a presence in France, Belgium, Ireland, Luxembourg, Portugal, the Netherlands and Germany.

It is also an active trader in these countries' liquid markets, enabling Gas Natural Fenosa to optimise its position and seize opportunities in European markets.

Sales in France in the first nine months of 2017 amounted to 27.2 TWh, to customers in numerous segments such as industry, local government and the public sector. Sales in Belgium, Luxembourg, the Netherlands and Germany in the same period amounted to 12.5 TWh.

Gas Natural Fenosa is also active in the wholesale market in Ireland, where it sold 1.2 TWh in 2017.

Gas Natural Fenosa is the second-largest operator in Portugal, where its market share is approximately 12%, slightly lower than in the preceding quarter due to fierce competition; it is the leading foreign player in the Portuguese market, having sold 4.2 TWh in the first nine months of 2017.

The company continues to diversify into international markets, having sold gas in the Americas and Asia. This strengthens the company's presence in the main international LNG markets, providing it with a medium-term position in growing countries and new markets.

Retail supply

The main aggregates in the retail gas procurement and supply activity in Spain are as follows:

3Q17	3Q16	%		9M17	9M16	%
-	-	-	Retail contracts ('000, at 30/09)	11,742	11,644	0.8
-	-	-	Energy contracts	8,855	8,822	0.4
-	-	-	Energy services contracts	2,887	2,822	2.3
-	-	-	Contracts per customer	1.52	1.51	0.7
-	-	-	Market share of gas contracts	54.8	55.5	-0.7 p.p.
545	1,355	-59.8	Retail supply (GWh)	16,338	18,205	-10.3

In the retail market, Gas Natural Fenosa focuses on meeting its customers' energy needs. With a range of quality products and services, it has 11.7 million active gas, electricity and maintenance contracts.

Gas Natural Fenosa provides a comprehensive service by integrating the supply of both energies (gas and electricity) with maintenance services to achieve efficiencies and enhance customer satisfaction; it supplies both energies to over 1.5 million homes, a large percentage of which have a maintenance contract in place.

With a strong focus on continued growth in the retail business, the company sells products and services throughout Spain, having signed 1,171 thousand new contracts in 2017.

In the residential market, Gas Natural Fenosa updates its product portfolio in order to offer electricity and natural gas tariffs that fit each customer's profile. New products meet customer needs in terms of usage, how they wish to pay, when they use energy and whether they are interested in consuming renewable energy.

In the highly competitive SME market, Gas Natural Fenosa is adapting to customers' needs by expanding customised price offers in this segment, which attained 1.7 TWh/year in the third quarter. It also expands, updates and pursues flexibility in its product portfolio in order to match customer profiles as closely as

possible through products indexed to electricity market prices, fixed-price products for business, and eco-type products.

In the SME segment, Gas Natural Fenosa distinguishes itself from competitors by offering its Energy Saving Service, which provides customers with recommendations on how to save by optimising their contractual power and conditions. Over 114,000 SME customers have received consulting services in 2017. We also enhance end-to-end management of our portfolio by personalised attention via a range of channels, including face-to-face customer care backed by agents from our Energy Class and Generalist platforms, depending on the customer's volume. Additionally, the portfolio of gas and electricity maintenance services for SMEs continues to expand, having attained 30,500 contracts.

The broad, diversified offering of services for residential and SME customers has enabled the company to increase the number of active contracts to 2.8 million, managed through the group's own operating platform with 117 associated firms connected via an online system, through which it provides an excellent service and satisfies even the most demanding customers. As a result of this performance, the portfolio of energy and services contracts in the retail segment increased in value.

Gas Natural Fenosa remains committed to innovation to meet and even anticipate its customers' expectations by adding new functionalities in all digital channels, such as the ability to buy services and receive customer care online; its online platform receives 6 million queries per year.

Gas Natural Fenosa continues to develop its own network of natural gas service stations that are open to the public; at the end of the third quarter of 2017, it had 51 service stations (both compressed and liquefied natural gas). A total of 30 stations are open to the public and 21 are private.

The integrated energy services solutions business continues to expand. A survey conducted by DBK identified Gas Natural Servicios as market leader in energy services.

Unión Fenosa Gas

Gas supplied in Spain by Unión Fenosa Gas⁴ (equity accounted) amounted to 31,283 GWh in 9M17, compared with 24,596 GWh in the same period of 2016. Additionally, a total of 18,388 GWh of energy was traded in international markets, compared with 16,162 GWh in 9M16.

⁴ Assuming 100%.

4.4. Electricity

4.4.1. Spain

This area basically includes power generation in Spain, wholesale and retail electricity supply in the liberalised market in Spain, and electricity supply at the Small Consumer Voluntary Price (PVPC).

4.4.1.1. Results

3Q17	3Q16	%	(€ Mn)	9M17	9M16	%
1,416	1,326	6.8	Net sales	3,902	3,899	0.1
-1,165	-962	21.1	Purchases	-3,080	-2,796	10.2
-32	-35	-8.6	Net personnel expenses	-101	-103	-1.9
-149	-152	-2.0	Other revenues and expenses	-461	-447	3.1
70	177	-60.5	EBITDA	260	553	-53.0
-112	-124	-9.7	Depreciation, amortisation and impairment expenses	-336	-387	-13.2
-9	-11	-18.2	Change in operating provisions	-20	-31	-35.5
-51	42	-221.4	Operating income	-96	135	-171.1

Net sales in the electricity business in Spain amounted to €3,902 million, in line with the same period of 2016, while EBITDA amounted to €260 million, 53.0% less than in the same period of last year.

EBITDA performance was shaped by weather: as Gas Natural Fenosa's hydroelectric output shrank by 72.4%, since 2017 is proving to a very dry year, in contrast with 2016, which was classified as very wet.

Depreciation and amortisation and impairments amounted to €336 million, a decline of €51 million (-13.2%) with respect to the same period of the previous year, basically because of extending the useful lives of the combined cycle plants from 25 to 35 years on 1 January 2017 following technical surveys completed in the first quarter, in line with the practices adopted by the leading players in the industry.

Market situation

Electricity demand in mainland Spain amounted to 64,240 GWh in the third quarter of 2017, i.e. 0.4% less than in the same quarter of 2016, in a departure from the positive trend registered in the previous five quarters.

Demand in the first nine months of 2017 was 0.5% higher than in the same period of 2016 (1.0% after adjusting for temperatures and the calendar effect).

Performance was uneven this quarter: demand was similar to last year in July, but it expanded by 1.7% in August and then dropped 3.0% in September.

Peak capacity usage in one hour in 3Q16 was registered on 13 July 2017 at 39,266 MW, i.e. lower than the 40,144 MW attained in the same quarter of 2016 (6 September 2016), which was the highest level in 2016.

The balance of international power flows was a net import in physical terms: 4,488 GWh in the third quarter of 2016 (vs. 3,084 GWh imported in the same quarter of 2016). Electricity was imported in all three months of this quarter, ranging from 1,273 GWh in July to 1,828 GWh in August (the highest monthly figure so far this year).

The balance of interchanges amounted to 9,569 GWh in the first nine months of 2017, i.e. 40.6% more than in the same period of 2016 (6,807 GWh).

Consumption for pumped storage amounted to 529 GWh in the third quarter, 25.7% more than in the year-ago quarter (421 GWh). Year-to-date consumption for pumped storage amounted to 2,615 GWh, i.e. 32.8% less than in 9M16 due to high market prices in comparison with the same period of last year.

Net domestic power output amounted to 60,717 GWh, a 2.5% decrease, in the third quarter of 2017. Power output declined by 1.7% in the first nine months of 2017.

Compared with the same quarter of 2016, renewable output fell by 14.2% and covered 28.7% of total demand in 3Q17, i.e. almost 5 percentage points less than in the same quarter of 2016. Renewable output declined by 22.8% in the first nine months of 2017 and covered 33.8% of demand, compared with 44.0% in 2016.

Wind power output fell by 3.2% in the quarter with respect to the same quarter last year, with a decline in July and August and an increase in September. Wind covered 14.7% of demand in the quarter, 0.4 percentage points less than in the same quarter in 2016. Wind output year-to-date amounted to 34,616 GWh (-9.8%) and covered 18.3% of demand, two points less than in the same period of 2016.

Output by other renewables declined by -23.4% in the quarter, including a -42.5% reduction in conventional hydroelectric output, a -29.4% decline in other hydroelectric output, and growth by other technologies. Year-to-date, other renewable output declined by -34.0%, comprising increases by solar photovoltaic (1.7%), solar thermal (2.1%) and other renewables (7.3%) and a decline in by hydroelectric output (-49.9%: conventional -52.2% and other hydroelectric -33.7%).

In terms of hydroelectric energy capability, the third quarter of 2017 was rated as extremely dry, with an exceedance probability of 96% when compared with the historical average; i.e. statistically, 96 out of every 100 years would be wetter than this year for the quarter. The classification trended from very dry to extremely dry as the quarter advanced and therefore, the year is being classified as extremely dry, with an exceedance probability of 99%; i.e. statistically speaking, 99 out of 100 years would be wetter than 2017.

Non-renewable output increased by 3.8% year-on-year in 3Q16, with a decline in nuclear and coal-fired output contrasting with growth by non-renewable thermal (particularly CCGTs). This area registered 15.3% growth in the first nine months.

The thermal gap expanded in 3Q17 by 12.5%, achieving coverage that was nearly 4 points higher than in the same period of 2016. Year-to-date, the increase was 40.8%, and coverage was 7.9 points higher than in the same period of 2016 (27.6% vs. 19.7%).

Nuclear output increased by 7.4% in the quarter due to the change in the dates of scheduled shut-downs. Year-to-date, nuclear output decreased by 0.5%.

Coal-fired production declined by 13.3% in the quarter, with the result that the increase in the first nine months was 39.5% year-on-year. Year-to-date, utilisation of the former capacity guarantee units was 35%, compared with 57% for other coal-fired units.

In the third quarter of 2017, CCGT output increased by 57.2% with respect to the same period of 2016; as a result, output in the first nine months of 2017 increased by 42.6%. CCGT output covered 16.0% of demand in the quarter and 11.8% in the first nine months, i.e. 3.5 points more than in the first nine months of 2016.

Other non-renewable thermal, cogeneration and waste-to-power experienced an increase of 4.9% in 3Q17 with respect to 3Q16, and of 9.2% year-on-year in the first nine months.

The weighted average price in the daily power generation market was €49.98/MWh in the third quarter of 2017, i.e. €6.68 more than in 3Q16 (€42.30/MWh). Year-to-date, the weighted average price in the electricity pool was €51.54/MWh, i.e. 48% more than in the same period of 2016.

Average daily prices in the quarter ranged from €37.25/MWh (10 September) to €54.95/MWh (27 September). Monthly prices ranged from €48.63/MWh in July through to €47.46 in August to €49.15/MWh in September.

As for other commodities, Brent crude rose from an average of \$49.64/bbl in the second quarter of 2017 to \$52.08/bbl (+4.9%) in the third quarter, in a departure from the downward trend that commenced in late February; in September, its monthly average price reached a two-year high. API 2, Europe's main coal price indicator, increased by \$10.47/ton in the quarter, from an average of \$76.59/ton in the second quarter of 2016 to \$87.06/ton in the third quarter, having risen steadily since May to reach a 5-year high in September. The price of CO₂ emission rights (EUAs on Bluenext) was €5.90/ton, 22.8% more than the €4.80/ton average in the second quarter.

4.4.1.2. Main aggregates

The main aggregates in Gas Natural Fenosa's electricity business in Spain were as follows:

Power generation capacity

	30/09/17	30/09/16	%
Installed capacity (MW)	12,716	12,714	-
Generation	11,569	11,569	-
Hydroelectric	1,954	1,954	-
Nuclear	604	604	-
Coal	2,010	2,010	-
CCGT	7,001	7,001	-
Renewables and Cogeneration	1,147	1,145	0.2
Wind	979	977	0.2
Small hydroelectric	110	110	-
Cogeneration and others	58	58	-

Electricity generated and sold

3Q17	3Q16	%		9M17	9M16	%
6,775	7,307	-7.3	Electricity produced (GWh)	19,935	20,073	-0.7
6,334	6,825	-7.2	Generation	18,228	18,095	0.7
282	447	-36.9	Hydroelectric	1,019	3,691	-72.4
1,156	1,225	-5.6	Nuclear	3,341	3,329	0.4
977	2,111	-53.7	Coal	3,808	3,047	25.0
3,919	3,042	28.8	CCGT	10,060	8,028	25.3
441	482	-8.5	Renewables and Cogeneration	1,707	1,978	-13.7
332	348	-4.6	Wind	1,319	1,484	-11.1
91	119	-23.5	Small hydroelectric	331	452	-26.8
18	15	20.0	Cogeneration and others	57	42	35.7
8,964	9,447	-5.1	Electricity sales (GWh)	26,248	27,554	-4.7
7,851	8,288	-5.3	Liberalised market	22,524	23,742	-5.1
1,113	1,159	-4.0	Small Consumer Voluntary Price System (PVPC)	3,724	3,812	-2.3
-	-	-	Generation market share (%)	16.6	16.3	0.3 p.p.

Gas Natural Fenosa generated 6,775 GWh of electricity in mainland Spain in the third quarter of 2017, i.e. 7.3% less than in the same period last year. Of that figure, 6,334 GWh were from conventional sources, a 7.2% decline with respect to the same period of 2016. Production is down 0.7% year-to-date.

Conventional hydroelectric output totalled 282 GWh in the quarter, 36.9% less than in the same quarter of 2016; the decline year-to-date is 72.4%.

Reservoirs in the Gas Natural Fenosa watersheds were at 14% of capacity, 15 points lower than at the same date in 2016.

Nuclear output declined by 5.6% in 3Q17 with respect to 3Q16, although the figures are affected by changes in the dates of scheduled shut-downs. Nuclear output increased by 0.4% in the first nine months of 2017.

Coal-fired output totalled 977 GWh in the quarter, compared with 2,111 GWh in the same quarter of 2016. Despite the 53.7% decline in coal-fired output in the quarter, it nonetheless rose 25.0% year-to-date, and coal-fired capacity utilisation stands at 30%.

CCGT output in the third quarter of 2017 totalled 3,919 GWh, 28.8% more than in the same period of 2016. In the first nine months of 2017, CCGT output is up 25.3%. Gas Natural Fenosa's CCGT utilisation in the first half was 22%, eight points more than that of the industry as a whole.

Consolidated emissions⁵ of CO₂ in the third quarter of 2017 from Gas Natural Fenosa's coal-fired power plants and CCGTs that are affected by the regulation governing greenhouse gas emission trading totalled 7.6 million tons (+1.3 million tons with respect to the same period of 2016). This significant increase was split equally between coal-fired and CCGT plants.

Gas Natural Fenosa applies a comprehensive approach to its portfolio of CO₂ emission rights for the post-Kyoto (2013-2020) period, acquiring the necessary emission rights and credits through active participation in the secondary market.

Gas Natural Fenosa's share of conventional output was 16.6% in the first nine months of 2017, similar to the figure in the same period of 2016.

As for electricity supply, 8,964 GWh were sold in the third quarter of 2016, including sales to the liberalised market and under the last resort tariff, with the result that supply was down 5.1% year-on-year in the third quarter and 4.7% in the first nine months. The electricity supply portfolio is in line with Gas Natural Fenosa's strategy of maximising margins, optimising market share, and hedging against price variations in the electricity market.

In the area of renewables and cogeneration, in 2017 Gas Natural Fenosa Renovables (GNF Renovables) commenced construction of 8 of the 13 wind farms registered under the maximum quota of 450 MW authorised for the Canary Islands by the Ministry of Industry, Energy and Tourism. These 8 farms under construction will have a combined installed capacity of 41 MW. This capacity will enjoy a special remuneration system, conditional upon it being commissioned by 31 December 2018. At the same time, work continues in order to obtain the necessary permits to begin building the other 5 wind farms in the fourth quarter of 2017.

Additionally, Gas Natural Fenosa was awarded a total of 250 MW of photovoltaic capacity in an auction held by the Spanish government on 26 July, in which the leading domestic energy companies and numerous developers participated. The auction result enhances the group's photovoltaic portfolio. The development and construction of these projects will cost at most €165 million and they must become operational by December 2019. Gas Natural Fenosa Renovables was also awarded 667 MW of wind capacity in an auction held by the Spanish government on 17 May.

Renewable and cogeneration output in the third quarter of 2017 (441 GWh) was slightly lower than in the same period of 2016 (482 GWh). Wind output amounted to 322 GWh in the third quarter of 2017, compared with 348 GWh in the same period of 2016 (while the wind power remained unchanged); hydroelectric output was negatively affected by the shutdown of the Avia plant (under repair after a fault in the water intake), which, combined with the lower precipitation in the quarter, resulted in output in the third quarter of 2017 (91 GWh) being lower than in the same period of 2016 (119 GWh). As for cogeneration, the higher market prices made it possible to increase operating hours at the two operational plants, boosting output by 3 GWh with respect to the previous quarter.

At 30 September 2017, GNF Renovables had a consolidable total operational capacity of 1,147 MW, of which 979 MW are wind, 110 MW are small hydroelectric and 58 MW are cogeneration and photovoltaic. Those figures include the 43 MW of slurry-based cogeneration plants that are in liquidation.

The Ministerial Order establishing the criteria for remunerating cogeneration plants based on slurry was published in June 2017. The first impact of this publication is that part of the remuneration that was repaid to the CNMC in 2014-2016 is to be recovered, with a positive impact on EBITDA of €8 million. The Order also makes it possible to make decisions about bringing this cogeneration technology, which is currently mothballed, back into production either fully or partially.

⁵ Greenhouse gases

4.4.2. International

This area encompasses all of the Group's international power generation assets and holdings in Mexico, Puerto Rico, the Dominican Republic, Panama, Costa Rica, Brazil (entered commercial operation at September 2017), Kenya and its power generation projects in Australia and Chile, as well as assets operated for third parties via group company O&M Energy.

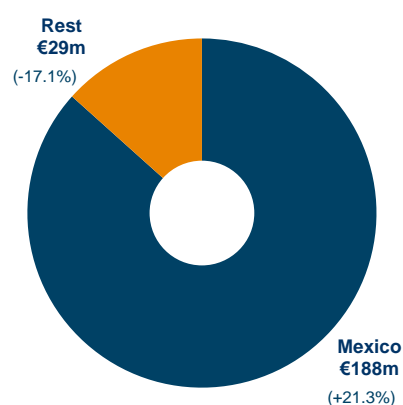
4.4.2.1. Results

3Q17	3Q16	%	(€ Mn)	9M17	9M16	%
242	215	12.6	Net sales	708	568	24.6
-146	-118	23.7	Purchases	-405	-284	42.6
-10	-9	11.1	Net personnel expenses	-30	-31	-3.2
-17	-22	-22.7	Other revenues and expenses	-56	-63	-11.1
69	66	4.5	EBITDA	217	190	14.2
-30	-33	-9.1	Depreciation, amortisation and impairment expenses	-94	-98	-4.1
-	-	-	Change in operating provisions	-	-	-
39	33	18.2	Operating income	123	92	33.7

EBITDA in the International Electricity business in the first nine months of 2016 amounted to €217 million, up 14.2% compared with the previous year, due basically to a higher EBITDA contribution from Mexico.

Depreciation and amortisation and impairments amounted to €94 million, a decline of 4.1% with respect to the same period of the previous year, basically because of extending the useful lives of the combined cycle plants from 25 to 35 years on 1 January 2017 following technical surveys completed in the first quarter, in line with the practices adopted by the leading players in the industry.

EBITDA, by country



EBITDA in Mexico increased by 21.3% because the contribution margin increased, basically due to higher surplus power, better availability, better performance, and favourable trends in the contracts' benchmark indices. Despite higher efficiency in managing the commercial mix, the results of Bii Hioxo declined mainly as a result of problems resulting from the Oaxaca earthquake in early September.

EBITDA in the Dominican Republic declined by 21.3% due to the impact on margins of lower output and lower spot prices after expiration of the PPA⁶ with the distribution companies.

EBITDA in Panama increased by 17.4% due to higher precipitation in the areas where the plants are located.

Kenya experienced a 12.3% year-on-year increase in EBITDA as output increased due to greater dispatching.

⁶ PPA: Power Purchase Agreement

4.4.2.2. Main aggregates

Power generation capacity

	30/09/17	30/09/16	%
Installed capacity (MW)	2,770	2,590	2.5
Mexico (CCGT)	2,035	2,035	-
Mexico (wind)	234	234	-
Brazil (solar)	68	-	-
Costa Rica (hydroelectric)	101	101	-
Panama (hydroelectric)	22	22	-
Dominican Republic (oil-fired)	198	198	-
Kenya (oil-fired)	112	112	-

Electricity generated

3Q17	3Q16	%		9M17	9M16	%
4,861	4,705	3.3	Electricity generated (GWh)	13,925	13,361	4.2
4,286	4,072	5.3	Mexico (CCGT)	12,211	11,580	5.4
93	135	-31.1	Mexico (wind)	399	522	-23.6
116	134	-13.4	Costa Rica (hydroelectric)	312	304	2.6
30	28	7.1	Panama (hydroelectric)	68	61	11.5
252	276	-8.7	Dominican Republic (oil-fired)	718	761	-5.7
75	60	25.0	Kenya (oil-fired)	208	133	56.4

Availability factor (%)

	9M17	9M16	Chg. p.p.
Mexico (CCGT)	96.5	91.3	5.2
Costa Rica (hydroelectric)	97.8	92.5	5.3
Panama (hydroelectric and oil-fired)	91.5	93.7	-2.2
Dominican Republic (oil-fired)	92.1	89.3	2.8
Kenya (oil-fired)	96.6	96.0	0.6

Output from the CCGT plants in Mexico increased year-on-year as a result of the different schedule of maintenance shutdowns and greater sales of surplus energy from Naco Nogales, Norte Durango and Tuxpan, which began selling surplus power in February 2017.

Wind power output by Bii Hioxo declined due to lower winds and also to the impact of the Oaxaca earthquake early in September 2017. Differences in maintenance calendars between years resulted in higher availability than last year.

Hydroelectric output in Costa Rica was favoured by higher precipitation. As discussed in section 2.2.3, the Costa Rica concessions are accounted for as finance leases in accordance with IFRIC 12.

Higher output in Panama was the result of greater precipitation as the first quarter of 2016 was especially dry in the areas where the plants are located. The lower availability with respect to last year is attributable to that fact that the Los Algarrobos hydroelectric plant underwent its annual overhaul in the second quarter of 2017.

Output in the Dominican Republic declined year-on-year due to higher hydroelectric generation and to the withdrawal of the more efficient plants from the system in 2016.

Oil-fired output in Kenya was higher than in the same period of 2016 as a result of increased dispatching this year due to withdrawal of the more efficient plants from the system.

In September 2017, Gas Natural Fenosa's first photovoltaic power plant in Brazil entered commercial operation: the Sobral I and Sertao I solar farms, with an installed capacity of 68 MW (equivalent to 60 MW), are located in the Piauí region in northern Brazil.

Ecoeléctrica

Ecoeléctrica, the CCGT plant in Puerto Rico (equity accounted), increased its contribution to the consolidated figures in 3Q17 to €45 million (from €33 million in the same period of 2016) as a result of higher capacity revenues and of the reduction in the depreciation charges due to the extension of the CCGT plants' useful lives from 25 to 35 years as of 1 January 2017. Output in the first nine months of 2017 totalled 2,406 GWh (100%), i.e. less than in the same period of 2016 (2,543 GWh) due to lower dispatching by PREPA.

Hurricane Maria crossed the island of Puerto Rico from southeast to northwest on 20 September 2017. The hurricane caused damages to Ecoeléctrica's facilities and repairs are well advanced. However, the hurricane caused extensive damage to the power transmission grid owned by PREPA, and this must be repaired in order for the plant to resume normal operations. The impact of this situation on the 2017 close is currently being assessed.

Regulatory disclosures

Summarised below are the regulatory disclosures to the Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) since 1 January 2017:

- › Gas Natural Fenosa completes a €1,000 million bond issue (disclosed 11 January 2017, registration number 246991).
- › Gas Natural Fenosa files the invitation to the presentation of earnings for 2016 (disclosed 20 January 2017, registration number 247308).
- › Gas Natural Fenosa publishes its 2016 results (disclosed 8 February 2017, registration number 247971).
- › Gas Natural Fenosa files the presentation of earnings for 2016 (disclosed 8 February 2017, registration number 247975).
- › Gas Natural Fenosa publishes its Annual Corporate Governance Report for 2016 (disclosed 10 February 2017, registration number 248047).
- › Gas Natural Fenosa publishes its Annual report on director remuneration for 2016 (disclosed 10 February 2017, registration number 248048).
- › Gas Natural Fenosa discloses information on earnings for the second half of 2016 (disclosed 10 February 2017, registration number 248051).
- › The Board of Directors of Gas Natural Fenosa gives notice of the Ordinary Shareholders' Meeting (disclosed 8 March 2017, registration number 249300).
- › Gas Natural Fenosa publishes a press release on the measures adopted by the Colombian authorities with respect to Electricaribe (disclosed 14 March 2017, registration number 249527).
- › Gas Natural Fenosa files notice of the Ordinary Shareholders' Meeting to be held on 20 April 2017 (disclosed 15 March 2017, registration number 249538).
- › Gas Natural Fenosa discloses information on the tender offer for bonds (disclosed 28 March 2017, registration number 250049).
- › Gas Natural Fenosa completes a €1,000 million bond issue (disclosed 28 March 2017, registration number 250066).
- › Gas Natural Fenosa announces a change in the date of publication of its 1Q17 earnings to 12 May 2017 (disclosed 5 April 2017, registration number 250334).
- › Gas Natural Fenosa discloses the indicative results of the tender offer to holders of bonds issued by Gas Natural Capital Markets, S.A. and guaranteed by Gas Natural SDG, S.A. (disclosed 5 April 2017, registration number 250340).
- › Gas Natural Fenosa discloses the final results of the tender offer to holders of bonds issued by Gas Natural Capital Markets, S.A. and guaranteed by Gas Natural SDG, S.A. (disclosed 5 April 2017, registration number 250360).
- › Gas Natural Fenosa completes a €1,000 million bond issue (disclosed 11 April 2017, registration number 250658).
- › Gas Natural Fenosa files a copy of the presentation used at the press conference before the Ordinary Shareholders' Meeting (disclosed 20 April 2017, registration number 250894).

- › Gas Natural Fenosa announces that the Ordinary Shareholders' Meeting has approved all proposals contained in the agenda that was submitted by the Board of Directors (disclosed 20 April 2017, registration number 250917).
- › Gas Natural Fenosa publishes the invitation to the 1Q17 earnings presentation (disclosed 27 April 2017, registration number 251215).
- › Gas Natural Fenosa discloses information on earnings for the first quarter of 2017 (disclosed 12 May 2017, registration number 251988).
- › Gas Natural Fenosa files the presentation of earnings for the first quarter of 2017 (disclosed 12 May 2017, registration number 252024).
- › Gas Natural Fenosa was awarded 667 MW of wind capacity (disclosed 18 May 2017, registration number 252164).
- › Gas Natural Fenosa presents the Employee Share Ownership Plan 2017 (disclosed 19 May 2017, registration number 252280).
- › Gas Natural Fenosa files the invitation to the presentation of earnings for the first half of 2017 (disclosed 10 July 2017, registration number 254405).
- › Gas Natural Fenosa discloses the report on earnings for the first half of 2017 (disclosed 26 July 2017, registration number 255013).
- › Gas Natural Fenosa announces the payment of an interim dividend out of 2017 income (disclosed 26 July 2017, registration number 255025).
- › Gas Natural Fenosa files the presentation of earnings for the first half of 2017 (disclosed 26 July 2017, registration number 255027).
- › Gas Natural Fenosa announces the adjudication of 250 MW of photovoltaic capacity in the renewable energy auction organised by the Spanish government (disclosed 26 July 2017, registration number 255056).
- › Gas Natural Fenosa discloses information on earnings for the first half of 2016 (disclosed 28 July 2017, registration number 255285).
- › Gas Natural Fenosa responds to news reports about the sale of a 20% stake in the company that owns the natural gas distribution assets in Spain (disclosed 1 August 2017, registration number 255465).
- › Gas Natural Fenosa has signed an agreement to sell a non-controlling 20% stake in its gas distribution business in Spain (GNDB) (disclosed 3 August 2017, registration number 255662).
- › Gas Natural Fenosa files the presentation on the agreement to divest a non-controlling 20% stake in its gas distribution business in Spain (GNDB) (disclosed 3 August 2017, registration number 255674).
- › Gas Natural Fenosa files the invitation to the conference call on the agreement its has announced under which Gas Natural Fenosa is to divest a non-controlling 20% stake in its gas distribution business in Spain (GNDB) (disclosed 3 August 2017, registration number 255675).
- › Gas Natural Fenosa announces that it is in the process of choosing the buyer for its assets in Italy (disclosed 4 October 2017, registration number 257030).
- › Gas Natural Fenosa announces that its Board of Directors has resolved to relocate the company's registered offices (disclosed 6 October 2017, registration number 257108).
- › Gas Natural Fenosa announces that it has signed agreements to sell its Italian businesses to 2i Rete Gas, S.p.A and Edison, S.p.A (disclosed 13 October 2017, registration number 257338).

- Gas Natural Fenosa files the invitation to the presentation of earnings for the first nine months of 2017 (disclosed 24 October 2017, registration number 257719).

Annexes. Financial statements

- > GAS NATURAL FENOSA: CONSOLIDATED INCOME STATEMENT
- > GAS NATURAL FENOSA: BREAKDOWN BY BUSINESS AREA
- > GAS NATURAL FENOSA: CONSOLIDATED BALANCE SHEET
- > GAS NATURAL FENOSA: CONSOLIDATED CASH FLOW STATEMENT

Consolidated income statement

(€ Mn)	9M17	9M16
Net sales	17,940	16,576
Procurement	-12,796	-10,940
Gross margin	5,144	5,636
Other operating revenues	211	170
Personnel expenses	-724	-745
Taxes other than income tax	-341	-344
Other operating expenses	-1,150	-1,135
EBITDA	3,140	3,582
Other income	-	-
Depreciation, amortisation and impairment expenses	-1,247	-1,286
Allocation to provisions	-102	-218
OPERATING INCOME	1,791	2,078
Financial result	-495	-627
Income on disposal of financial instruments	-	-
Equity-accounted affiliates	17	2
INCOME BEFORE TAX	1,313	1,453
Income tax	-280	-339
Income from discontinued operations	22	66
Non-controlling interest	-260	-250
INCOME ATTRIBUTABLE TO THE GROUP	793	930

Breakdown by business area

EBITDA

(€ Mn)	1Q17	2Q17	3Q17	4Q17	2017
GAS DISTRIBUTION	398	455	491		
Spain	225	214	241		
Latin America	173	241	250		
ELECTRICITY DISTRIBUTION	270	276	266		
Spain	143	159	158		
Moldova	12	4	4		
Latin America	115	113	104		
GAS	223	189	135		
Infrastructure	81	72	69		
Supply	142	117	66		
ELECTRICITY	197	141	139		
Spain	126	64	70		
International	71	77	69		
OTHERS	-7	-8	-25		
TOTAL EBITDA	1,081	1,053	1,006		

(€ Mn)	1Q16	2Q16	3Q16	4Q16	2016
GAS DISTRIBUTION	374	427	425	442	1,668
Spain	215	209	229	236	889
Latin America	159	218	196	206	779
ELECTRICITY DISTRIBUTION	319	349	343	323	1,334
Spain	152	151	154	146	603
Moldova	13	12	10	7	42
Latin America	154	186	179	170	689
GAS	216	196	193	219	824
Infrastructure	75	71	75	77	298
Supply	141	125	118	142	526
ELECTRICITY	267	233	243	229	972
Spain	205	171	177	162	715
International	62	62	66	67	257
OTHERS	16	20	-39	92	89
TOTAL EBITDA	1,192	1,225	1,165	1,305	4,887

Investment in property, plant and equipment and intangible assets

(€ Mn)	1Q17	2Q17	3Q17	4Q17	2017
GAS DISTRIBUTION	110	127	133		
Spain	42	40	35		
Latin America	68	87	98		
ELECTRICITY DISTRIBUTION	129	157	149		
Spain	42	64	49		
Moldova	1	2	3		
Latin America	86	91	97		
GAS	9	21	23		
Infrastructure	2	3	9		
Supply	7	18	14		
ELECTRICITY	62	81	57		
Spain	23	30	30		
International	39	51	27		
OTHERS	10	31	24		
TOTAL	320	417	386		

(€ Mn)	1Q16	2Q16	3Q16	4Q16	2016
GAS DISTRIBUTION	114	130	209	544	997
Spain	66	66	132	429	693
Latin America	48	64	77	115	304
ELECTRICITY DISTRIBUTION	106	146	163	251	666
Spain	45	61	61	98	265
Moldova	-	2	3	8	13
Latin America	61	83	99	145	388
GAS	7	7	216	241	471
Infrastructure	1	1	4	7	13
Supply	6	6	212	234	458
ELECTRICITY	30	46	39	78	193
Spain	17	22	23	43	105
International	13	24	16	35	88
OTHERS	9	34	38	109	190
TOTAL	266	363	665	1.223	2.517

Consolidated balance sheet

(€ Mn)	30/09/17	30/09/16
Non-current assets	36,945	38,504
Intangible assets	9,904	10,621
Property, plant and equipment	22,903	23,809
Equity-accounted investments	1,517	1,662
Non-current financial assets	1,720	1,331
Deferred tax assets	901	1,081
Current assets	8,874	8,996
Non-current assets available for sale	914	37
Inventories	779	744
Trade and other accounts receivable	4,563	4,725
Other current financial assets	387	348
Cash and cash equivalents	2,231	3,142
TOTAL ASSETS	45,819	47,500

(€ Mn)	30/09/17	30/09/16
Equity	18,060	18,262
Equity attributable to the parent company	14,356	14,477
Non-controlling interest	3,704	3,785
Non-current liabilities	20,672	21,223
Deferred revenues	846	845
Non-current provisions	1,251	1,433
Non-current financial liabilities	14,905	15,188
Deferred tax liabilities	2,461	2,653
Other non-current liabilities	1,209	1,104
Current liabilities	7,087	8,015
Liabilities linked to non-current assets available for sale	382	-
Current provisions	163	134
Current financial liabilities	3,112	4,194
Trade and other accounts payable	3,099	3,416
Other current liabilities	331	271
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY	45,819	47,500

Consolidated cash flow statement

(€ Mn)	9M17	9M16
Operating cash flow	1,885	2,419
Income before taxes	1,313	1,453
Adjustment to result	1,737	1,893
Other operating cash flow	-800	-788
Operating cash flow	2,250	2,558
Changes in current capital	-365	-139
Investing cash flow	-1,350	-1,320
Investment payments	-1,389	-1,626
Divestment receipts	19	270
Other investing cash flow	20	36
Financing cash flow	-256	-340
Collections and (payments) for equity instruments	-20	-
Collections and (payments) for financial liability instruments	1,018	1,142
Dividend payments and remuneration of other equity instruments	-1,165	-1,428
Other financing cash flow	-89	-54
Effect of exchange rates on cash and cash equivalents	-110	-7
Other variation in cash and cash equivalents	-5	-
Net variation in cash and cash equivalents	164	752
Beginning cash and cash equivalents	2,067	2,390
Ending cash and cash equivalents	2,231	3,142

Glossary of terms

Gas Natural Fenosa's financial disclosures contain magnitudes and metrics drafted in accordance with International Financial Reporting Standards (IFRS) and others that are based on the Group's disclosure model, referred to as Alternative Performance Metrics (APM), which are viewed as adjusted figures with respect to those presented in accordance with IFRS. Below is a glossary of terms with the definition of the APMs.

Alternative performance metrics	Definition
EBITDA	EBIT - Depreciation and amortisation + Period provisions - Other income
Market capitalisation	No. of shares at end of period X Market price at end of period
Earnings per share	Net income for the period / No. of shares at end of period
Gross financial debt	Non-current financial liabilities + Current financial liabilities
Net financial debt	Gross financial debt - Cash and cash equivalents - Derivative financial assets
Leverage	Net financial debt/(Net financial debt + Equity)
Cost of net financial debt	Cost of financial debt - Interest revenues
P/E	Closing share price / Earnings per share in the last four quarters
EV	Enterprise value, calculated as: Market capitalisation + Net financial debt
Net capital expenditure	Investment in property, plant and equipment, intangible assets and financial assets - Receipts for divestment of property, plant and equipment and intangible assets - Other investing receipts/payments
OCF	Operating cash flows before changes in working capital
Personnel expenses, net	Personnel expenses - Capitalised personnel expenses
Other revenues/expenses	Other operating revenues, Other operating expenses, recognition of fixed asset grants, etc.

Investor relations
Pl. del Gas, 1
08003 Barcelona
SPAIN

Telephone 34 934 025 897

34 912 107 815

Fax 34 934 025 896

e-mail: relinversor@gasnaturalfenosa.com

Web: www.gasnaturalfenosa.com