



Resultados primer semestre 2018

26 de julio de 2018

Advertencia legal

El presente documento es propiedad de Naturgy Energy Group, S.A. (Naturgy) 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 Naturgy. La información contenida no deberá utilizarse como sustituto de un juicio independiente sobre Naturgy, 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 Naturgy 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 Naturgy (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 Naturgy, 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 Naturgy y al entorno en que Naturgy 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 Naturgy 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

Resumen ejecutivo	03	>	03
Elementos no recurrentes y otros hechos destacados	04	>	04
1. Principales magnitudes	05	>	07
2. Análisis de los resultados consolidados	08	>	11
3. Balance de situación y Fondos generados	12	>	15
4. Análisis de resultados por actividades	16	>	32
4.1. Gas & Electricidad	16	>	23
4.2. Infraestructuras EMEA	24	>	26
4.3. Infraestructuras LatAm Sur	27	>	30
4.4. Infraestructuras LatAm Norte	31	>	32
Hechos relevantes	33	>	35
Anexos. Tablas de resultados.	36	>	42
Cuenta de resultados consolidada	37	>	37
Información económica por actividades	38	>	40
Balance de situación consolidado	41	>	41
Estado de flujos de efectivo consolidado	42	>	42
Glosario de términos	43	>	43

Resumen ejecutivo

El EBITDA y beneficio neto recurrentes en el primer semestre de 2018 alcanzan los €2.105 y €532 millones, respectivamente

- › El EBITDA recurrente alcanza los €2.105 millones en el primer semestre de 2018 y aumenta un 5,7% con respecto al del primer semestre de 2017, apoyado en una mejora de la actividad recurrente, principalmente en el negocio de Gas & Electricidad. La evolución de los tipos de cambio en el período ha tenido un impacto negativo de -€106 millones en el EBITDA afectando a todas las divisas en las que opera el Grupo.
- › El beneficio neto recurrente del primer semestre de 2018 alcanza los €532 millones y aumenta un 22,3% con respecto al del primer semestre de 2017, apoyado en una mejora de la actividad recurrente y la continua optimización de la estructura de la deuda que se traduce en menores gastos financieros.
- › El free cash-flow neto consolidado del Grupo durante el primer semestre alcanza los €2.555 millones impulsado por las desinversiones materializadas en el período.
- › Las inversiones materiales e intangibles del primer semestre de 2018 alcanzan los €1.145 millones, con un incremento del 55,4% respecto a las del mismo período del año anterior, fundamentalmente por la incorporación de dos nuevos buques metaneros en régimen de arrendamiento financiero por €380 millones (uno en marzo de 2018 y otro en junio de 2018). Sin considerar la inversión en los buques metaneros la inversión aumentaría un 3,8%.
- › A 30 de junio de 2018 la deuda financiera neta alcanza los €12.362 millones y los ratios de Deuda neta/EBITDA y EBITDA/Coste deuda financiera neta se sitúan en 3,2x y en 7,3x, respectivamente, mejorando los del año anterior (3,7x y 6,4x).
- › La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado 27 de junio de 2018 aprobó una distribución de resultados que supone destinar €1.001 millones a dividendos con cargo a los resultados del ejercicio 2017. Ello supone el pago de un dividendo total de €1 por acción, del que ya se abonó un dividendo a cuenta de €0,33 por acción en efectivo el 27 de septiembre de 2017 y el €0,67 por acción restante ha sido abonado el 5 de julio de 2018 también en efectivo.
- › Asimismo, la Junta General Accionistas celebrada el 27 de junio de 2018 aprobó el nuevo Plan Estratégico 2018-2022 que ha establecido un nuevo modelo industrial y de unidades de negocio, así como la continuidad de las actividades y mercados en el futuro y una actualización de las principales hipótesis clave y las proyecciones de los negocios.
- › En el contexto del nuevo Plan Estratégico 2018-2022, y como parte de la nueva política de remuneración al accionista que conllevará un dividendo mínimo por acción de €1,30 a cargo de los resultados del ejercicio 2018, el Consejo de Administración ha aprobado el primer dividendo a cuenta del ejercicio 2018 de €0,28 por acción a pagar íntegramente en efectivo el 31 de julio de 2018.
- › El 22 de febrero de 2018 Repsol alcanzó un acuerdo con Rioja Bidco Shareholdings, una sociedad controlada por fondos asesorados por CVC, para la venta del 20,072% del capital de Naturgy Energy Group. El 18 de mayo de 2018 se completó la transacción dejando de ser Repsol titular de las acciones de dicha Sociedad.

Elementos no recurrentes y otros hechos destacados

- › En el primer semestre de 2018 se han registrado impactos no recurrentes en el EBITDA por importe de -€101 millones (+€39 millones en el primer semestre del año anterior) que corresponden a costes por desvinculaciones de personal (-€24 millones), impactos retroactivos por costes de compra y transporte de gas (-€38 millones), impactos extraordinarios por prevención de incendios, juicios y sanciones en Chile (-€32 millones) y otros (-€7 millones).
- › Con posterioridad a la aprobación del nuevo Plan Estratégico 2018-2022 se han registrado deterioros o saneamientos de activos por importe de €4.851 millones, originados por la reevaluación de las estimaciones de flujos de efectivo futuros basados en el mencionado Plan, así como por otros factores acaecidos durante el período, que ha sido registrados en los epígrafes “Amortización y pérdidas por deterioro” por importe de €4.279 millones y “Resultado de entidades valoradas por el método de la participación” por importe de €572 millones de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.
- › En este primer semestre del ejercicio 2018 se han completado las transmisiones: i) del 41,9% restante del negocio de distribución de gas en Colombia por €334 millones que equivale a su valor contable, neto de los dividendos percibidos, por lo que no tiene ningún impacto en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada; ii) del negocio de distribución y comercialización de gas en Italia, así como la cesión del contrato de suministro de gas, por €766 millones, generando una plusvalía de €188 millones después de impuestos registrada en el epígrafe de “Resultado después de impuestos de las actividades interrumpidas neto de impuestos” de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada y iii) de la venta de una participación minoritaria del 20% del negocio de distribución de gas en España por €1.500 millones que ha generado un incremento de €1.016 millones en el epígrafe de “Reservas” del Balance de situación consolidado.
- › El 27 de junio de 2018 Naturgy llegó a un pre-acuerdo para la venta de su 70% en Kangra Coal (negocio de minería en Sudáfrica) a Menar Holding. El cierre de la operación está sujeto a la ejecución del derecho de adquisición preferente que ostenta el socio de Naturgy en Kangra, y propietario del restante 30%, Izimbiwa Coal Inv, y al cumplimiento de los plazos y procedimientos establecidos. La transacción representa un *equity value* de 28 millones de dólares por el 70% propiedad de Naturgy.
- › Asimismo, el 27 de junio de 2018 Naturgy alcanzó un acuerdo con AEP Energy Africa Limited para la venta del 100% de su participación accionarial en Iberafrica Power, en Kenia. La transacción representa un valor total (*enterprise value*) de 62 millones de dólares. La finalización de la transacción está sujeta a las aprobaciones regulatorias necesarias y la autorización de competencia, y se espera su ejecución dentro del cuarto trimestre del año en curso.
- › El nuevo Plan Estratégico 2018-2022 tiene como principal objetivo orientar a la compañía hacia la creación de valor y establece las bases del nuevo modelo industrial del Grupo para responder a los retos de la transición energética. El compromiso de Naturgy con la creación de valor se asienta sobre cuatro pilares básicos: simplicidad y *accountability*, disciplina de inversión, optimización y remuneración al accionista.

A nivel organizativo, se han implementado cambios tanto en el Gobierno Corporativo como en la estructura organizativa que facilitan la toma de decisiones y la autonomía y responsabilidad de las unidades de negocio, siempre garantizando el control por parte de los *headquarters*. La apuesta por la simplicidad también se refleja en el posicionamiento estratégico del Grupo que hace foco en las geografías y negocios *core* para Naturgy. Asimismo, el Plan Estratégico supone un reforzamiento de la disciplina de inversión con el establecimiento de unos umbrales de rentabilidad que garantizan la creación de valor. El foco en la creación de valor y la mayor generación de caja permitirá incrementar la remuneración al accionista en el horizonte del Plan Estratégico y sentar las bases del crecimiento, siempre supeditado a la creación de valor.

1. Principales magnitudes

1.1. Principales magnitudes económicas

2T18	2T17	%	(€ millones)	1S18	1S17	%
5.790	5.497	5,3	Importe neto de la cifra de negocios	12.176	11.569	5,2
951	1.005	-5,4	EBITDA	2.004	2.030	-1,3
-3.658	578	-	Resultado de explotación	-3.224	1.172	-
-3.601	252	-	Resultado neto	-3.281	550	-
-	-	-	Número medio de acciones (en millones)	1.001	1.001	-
-	-	-	Cotización a 30/06 (€)	22,68	20,49	10,7
-	-	-	Capitalización bursátil a 30/06	22.696	20.504	10,7
-	-	-	Beneficio/pérdida por acción* (€)	-3,28	0,55	-
288	419	-31,3	Inversiones, netas	-1.429	740	-
-4.722	-1.083	-	Patrimonio neto (a 30/06)	15.220	18.246	-16,6
-4.484	-903	-	Patrimonio neto atribuido (a 30/06)	11.442	14.609	-21,7
-669	354	-	Deuda financiera neta (a 30/06)	12.362	15.818	-21,8

* Sobre un número medio de acciones de 1.000.462.104 a 30 de junio de 2018 (1.000.518.692 a 30 de junio de 2017).

1.2. Ratios

		1S18	1S17
Endeudamiento (a 30/06)	%	44,8	46,4
EBITDA/Coste deuda financiera neta	veces	7,3	6,4
Deuda financiera neta/EBITDA	veces	3,2	3,7

1.3. Principales magnitudes operativas

Gas & Electricidad

Actividad de comercialización

2T18	2T17	%		1S18	1S17	%
54.309	52.944	2,6	Comercialización gas (GWh)	126.587	123.024	2,9
50.297	49.641	1,3	Mayorista Europa	109.052	107.232	1,7
4.012	3.303	21,5	Minorista España	17.535	15.792	11,0
8.637	8.384	3,0	Comercialización electricidad (GWh)	18.328	17.524	4,6

Actividad de GNL Internacional

2T18	2T17	%		1S18	1S17	%
35.820	27.766	29,0	Ventas (GWh)	76.793	55.603	38,1

Actividad de generación

2T18	2T17	%		1S18	1S17	%
10.328	10.594	-2,5	Energía eléctrica producida (GWh)	22.259	22.092	0,8
6.082	5.886	3,3	Europa	13.279	13.161	0,9
5.522	5.351	3,2	Generación	11.849	11.895	-0,4
1.058	272	-	Hidráulica	2.335	737	-
829	960	-13,6	Nuclear	2.060	2.185	-5,7
399	1.163	-65,7	Carbón	1.203	2.832	-57,5
3.236	2.956	9,5	Ciclos combinados	6.251	6.141	1,8
560	535	4,7	Renovable y cogeneración	1.430	1.266	13,0
4.246	4.708	-9,8	Internacional	8.980	8.931	0,5
3.668	4.234	-13,4	México (CC)	7.847	7.925	-1,0
124	83	49,4	México (eólico)	362	306	18,3
37	-	-	Brasil (solar)	67	-	-
97	117	-17,1	Costa Rica (hidráulica)	154	196	-21,4
21	20	5,0	Panamá (hidráulica)	40	38	5,3
299	254	17,7	República Dominicana (fuel)	510	466	9,4
-	-	-	Capacidad de generación eléctrica (MW)	15.630	15.306	2,0
-	-	-	Europa	12.718	12.716	-
-	-	-	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	1.149	1.147	0,2
-	-	-	Internacional	2.912	2.590	12,4
-	-	-	México (CC)	2.289	2.035	12,5
-	-	-	México (eólico)	234	234	-
-	-	-	Brasil (solar)	68	-	-
-	-	-	Costa Rica (hidráulica)	101	101	-
-	-	-	Panamá (hidráulica)	22	22	-
-	-	-	República Dominicana (fuel)	198	198	-

Infraestructuras

2T18	2T17	%		1S18	1S17	%
107.144	103.814	3,2	Distribución de gas (GWh)	224.119	217.771	2,9
43.977	42.255	4,1	España	102.730	98.913	3,9
43.977	42.255	4,1	ATR ¹	102.730	98.913	3,9
63.167	61.559	2,6	Latinoamérica	121.389	118.858	2,1
32.439	34.543	-6,1	Venta de gas	61.713	64.853	-4,8
30.728	27.016	13,7	ATR	59.676	54.005	10,5
13.576	13.053	4,0	Distribución de electricidad (GWh)	27.513	26.928	2,2
8.102	7.782	4,1	España	16.294	15.977	2,0
8.102	7.782	4,1	ATR	16.294	15.977	2,0
5.474	5.271	3,9	Latinoamérica	11.219	10.951	2,4
4.635	4.828	-4,0	Venta de electricidad	9.642	10.130	-4,8
839	443	89,4	ATR	1.577	821	92,1
3.682	3.521	4,6	Transmisión de electricidad (GWh)	7.573	7.396	2,4
3.682	3.521	4,6	Latinoamérica	7.573	7.396	2,4
-	-	-	Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 30/06)	10.586	10.345	2,3
-	-	-	España	5.391	5.336	1,0
-	-	-	Latinoamérica	5.195	5.009	3,7
-	-	-	Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 30/06)	7.510	7.388	1,7
-	-	-	España	3.730	3.712	0,5
-	-	-	Latinoamérica	3.780	3.676	2,8
34.985	20.720	68,8	Transporte de gas-EMPL (GWh) ²	71.066	49.433	43,8

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

² Gasoducto Magreb-Europa.

2. Análisis de los resultados consolidados

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

2T18	2T17	%	(€ millones)	1S18	1S17	%
5.790	5.497	5,3	Importe neto de la cifra de negocios	12.176	11.569	5,2
951	1.005	-5,4	EBITDA	2.004	2.030	-1,3
-4.609	-427	-	Amortizaciones, provisiones y pérdidas por deterioro	-5.228	-858	-
-3.658	578	-	Resultado de explotación	-3.224	1.172	-
-146	-173	-15,6	Resultado financiero	-306	-349	-12,3
-574	7	-	Resultado método de participación	-559	7	-
1.024	-91	-	Impuesto sobre beneficios	926	-183	-
-199	23	-	Resultado operaciones interrumpidas	-15	64	-
-48	-92	-47,8	Participaciones no dominantes	-103	-161	-36,0
-3.601	252	-	Beneficio neto	-3.281	550	-

El 1 de enero de 2018 ha entrado en vigor la NIIF 9 “Instrumentos financieros” y la NIIF 15 “Ingresos de actividades ordinarias”. Su aplicación ha tenido un impacto poco significativo (disminución del patrimonio neto a 1 de enero de 2018 de €17 millones). La NIIF 15 en el primer semestre de 2018 ha supuesto la capitalización en activo intangible de costes para la obtención de contratos de clientes por €24 millones y un incremento por la amortización de dicho activo intangible de €17 millones. En cuanto a la NIIF 9, el impacto del reconocimiento del deterioro de activos financieros en base al modelo de la pérdida crediticia ha sido un incremento del gasto de €8 millones mientras que el impacto de la nueva contabilidad de las operaciones de modificación de pasivos financieros ha supuesto un aumento del gasto financiero de €2 millones.

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

El patrimonio y los resultados consolidados de Naturgy a 30 de junio de 2018 han estado particularmente afectados por los siguientes hechos y transacciones acaecidos durante el período:

- La evolución de los procesos de desinversión como consecuencia de los esfuerzos de optimización de la cartera de negocios y de la revisión continuada de actividades y geografías:

En este primer semestre del ejercicio 2018 se han completado las transmisiones: i) del 41,9% restante del negocio de distribución de gas en Colombia por €334 millones que equivale a su valor contable, neto de los dividendos percibidos, por lo que no tiene ningún impacto en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, ii) del negocio de distribución y comercialización de gas en Italia, así como la cesión del contrato de suministro de gas, por €766 millones, generando una plusvalía de €188 millones después de impuestos registrada en el epígrafe de “Resultado después de impuestos de las actividades interrumpidas neto de impuestos” de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada y iii) de la venta de una participación minoritaria del 20% del negocio de distribución de gas en España por €1.500 millones que ha generado un incremento de €1.016 millones en el epígrafe de “Reservas” del Balance de situación consolidado.

Asimismo, en este período se incorpora un importe total de €221 millones en el “Resultado después de impuestos de las actividades interrumpidas neto de impuestos” de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada derivado de una reestimación de los valores razonables netos de los costes de venta de las inversiones mantenidas para la venta en Moldavia por €73 millones, atendiendo a la evolución del proceso de venta utilizando variables de mercado, y en Kenya por €7 millones, atendiendo al precio acordado para su venta, así como un importe de €141 millones por la diferencia entre el valor en libras del yacimiento de carbón en Sudáfrica (Kangra) y su valor razonable menos los costes de venta, que se ha estimado tomando en consideración el precio y las condiciones alcanzadas en el acuerdo para su venta.

- La revisión exhaustiva del valor de los activos como consecuencia de la aprobación en fecha 27 de junio de 2018 del nuevo Plan Estratégico 2018-2022 que ha establecido i) un nuevo modelo industrial y de unidades de negocio, ii) las actividades y mercados en los que Naturgy tiene prevista su evolución así como la continuidad de los mismos en el futuro y iii) una actualización de las principales hipótesis clave y las proyecciones de los negocios, a la luz de las nuevas variables del entorno para el próximo quinquenio. De esta revisión, así como por otros factores acaecidos durante el período, ha resultado un deterioro de €4.851 millones, que ha sido registrado en los epígrafes “Amortización y pérdidas por deterioro inmovilizado” por importe de €4.279 millones y “Resultado de entidades valoradas por el método de la participación” por importe de €572 millones de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.
- Adicionalmente, y con anterioridad a la aprobación del nuevo Plan Estratégico, se han registrado otros deterioros de activos diversos en el epígrafe “Amortización y pérdidas por deterioro inmovilizado” por importe de €54 millones.

Ejercicio 2018

Con fechas 1 y 22 de febrero de 2018, tras la aprobación de las autoridades de competencia, se completó la venta de las sociedades de distribución y comercialización de gas en Italia. Adicionalmente, el 18 de abril de 2018 se completó la cesión del contrato de suministro de gas. El precio de venta asciende a €766 millones, generando una plusvalía de €188 millones después de impuestos.

El 19 de marzo de 2018 Naturgy, a través de su filial Global Power Generation, acordó la adquisición de dos proyectos fotovoltaicos solares en Brasil. El desarrollo de estos proyectos, situados en el estado de Minas Gerais, supone una inversión de aproximadamente €95 millones y una capacidad de 83 MW y se espera que entren en operación en el cuarto trimestre de 2018.

El 19 de marzo de 2018, tras la aprobación de las autoridades de competencia, se ha completado la venta de una participación minoritaria del 20% en la compañía Holding de Negocios de Gas, que posee los activos de redes de gas en España, a un consorcio de inversores en infraestructuras a largo plazo formado por Allianz Capital Partners y Canada Pension Plan Investment Board por €1.500 millones, generando un incremento de reservas de €1.016 millones.

Con fecha 28 de mayo de 2018 finalizó el plazo de aceptación de la oferta pública de adquisición sobre Gas Natural ESP completándose así la venta del 41,9% pendiente del negocio de distribución gas Colombia por €334 millones liquidándose el 1 de junio de 2018.

Ejercicio 2017

En los primeros seis meses de 2017 no se produjeron variaciones significativas en el perímetro de consolidación.

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 junio de 2018 asciende a €12.176 millones y registra un aumento del 5,2% respecto al año anterior, debido básicamente al incremento de los volúmenes y precios de venta de la actividad de gas en comparación con los del mismo período del año anterior.

2.2.2. EBITDA y Resultado de explotación

El EBITDA consolidado del primer semestre de 2018 alcanza los €2.004 millones, con una disminución del 1,3% respecto al mismo período del año anterior.

La evolución de las monedas en su traslación a euros en el proceso de consolidación ha tenido un impacto negativo en el EBITDA del primer semestre de 2018 de €106 millones respecto al mismo período del año 2017, con impacto en todas las monedas del Grupo.

Contribución al EBITDA por actividades

El cuadro que se presenta a continuación recoge la contribución al EBITDA por actividades antes y después de los elementos no recurrentes ocurridos en cada período:

(€ millones)	1S18 Recurrente	No recurrentes	1S18	1S17 Recurrente	No recurrentes	1S17
Gas & Electricidad	639	-44	595	504	45	549
Infraestructuras EMEA	898	-7	891	893	-14	879
Infraestructuras LatAm Sur	400	-38	362	407	0	407
Infraestructuras LatAm Norte	121	2	123	139	0	139
Resto	47	-14	33	48	8	56
EBITDA	2.105	-101	2.004	1.991	39	2.030

El EBITDA de las actividades internacionales de Naturgy representa un 49,5% del total consolidado en línea con el mismo período del año anterior (49,3%). Por otro lado, el EBITDA proveniente de las operaciones en España también mantiene su peso relativo en el total consolidado en el 50,5% vs un 50,7% en el mismo período del año anterior.

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 30 de junio de 2018 ascienden a €5.165 millones debido a que recogen €4.279 millones correspondientes al deterioro de activos de generación (€3.929 millones de euros), de aplicaciones informáticas (€171 millones), de costes activados en los proyectos de almacenamiento de la zona del Guadalquivir (€117 millones) y de otro proyectos no viables (€62 millones) consecuencia de la actualización de flujos de efectivo futuros por la aprobación del Plan Estratégico 2018-2022. Adicionalmente, incluye €54 millones correspondientes a deterioros anteriores a la aprobación del plan.

Las provisiones por morosidad se sitúan en €63 millones en línea con los €58 millones en el año anterior.

El resultado de explotación del primer semestre de 2018 es negativo en -€3.224 millones consecuencia de los deterioros realizados.

2.2.3. Resultado financiero

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

2T18	2T17	(€ millones)	1S18	1S17
-136	-155	Coste deuda financiera neta	-274	-315
-15	-21	Otros gastos/ingresos financieros	-41	-41
5	4	Ingreso financiero Costa Rica ¹	9	7
-146	-172	Resultado financiero	-306	-349

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 primer semestre del ejercicio 2018 asciende a €274 millones, inferior al mismo período del año anterior debido a la reducción de tipos en nuevas emisiones, que refinancian deuda que ha llegado a vencimiento o se utilizan para la recompra de bonos, así como la cancelación de préstamos bancarios.

El coste medio de la deuda financiera bruta es del 3,0%, con el 89% de la deuda neta a tipo fijo.

2.2.4 Resultado de entidades por el método de participación

En el primer semestre de 2018 la aportación al resultado de entidades por el método de participación asciende a -€559 millones (€7 millones en el mismo período de 2017) debido al registro de un deterioro sobre el valor de la participación en el subgrupo Unión Fenosa Gas de -€538 millones y en la participación en Ecoeléctrica por importe de -€34 millones.

2.2.5. Impuesto sobre beneficios

La tasa efectiva al 30 de junio de 2018 registrada en base a la mejor estimación de la tasa efectiva para todo el ejercicio anual sin tener en cuenta los impactos no recurrentes de los deterioros y de la disminución del impuesto diferido por las fusiones en Chile, ha ascendido a 21,7% frente al 21,5% del mismo período del año anterior.

2.2.6. Resultado operaciones interrumpidas

En el primer semestre de 2018 el resultado por operaciones interrumpidas asciende a -€15 millones (€64 millones en el primer semestre de 2017) y corresponde a los negocios de Italia (€194 millones, que incluye el resultado por la venta de las participaciones por €188 millones), de distribución gas en Colombia (€7 millones), de distribución eléctrica en Moldavia (-€61 millones que incluye una desvalorización de la inversión por importe de €73 millones), de generación eléctrica en Kenia (-€5 millones que incluye una desvalorización de la inversión por importe de €7 millones) y de minería en Sudáfrica (-€150 millones que incluye una desvalorización de la inversión de €141 millones).

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 Generación Internacional (GPG), en Nedgia (distribución gas España), en las sociedades de distribución de gas en Chile, Brasil 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 junio de 2018 asciende a -€103 millones (-€161 millones en el primer semestre de 2017).

2.2.8. Resultado neto

Finalmente, el resultado neto asciende a -€3.281 millones (€550 millones en el primer semestre de 2017). Sin considerar los impactos no recurrentes del período el resultado neto ascendería a €532 millones vs €435 millones en el mismo período del año anterior, lo que supone un aumento del 22,3%.

3. Balance de situación y Fondos generados

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

2T18	2T17	%	(€ millones)	1S18	1S17	%
-4.063	-800	-	Inmovilizado material e intangible	28.366	33.663	-15,7
-669	354	-	Deuda financiera neta	12.362	15.818	-21,8
-4.722	-1.083	-	Patrimonio neto	15.220	18.246	-16,6
-4.484	-903	-	Patrimonio neto atribuido	11.442	14.609	-21,7

3.1. Inversiones

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

(€ millones)	1S18	1S17	%
Inversiones materiales e intangibles	1.145	737	55,4
Inversiones financieras	35	27	29,6
Total inversiones brutas	1.180	764	54,5
Desinversiones y otros	-2.609	-24	-
Total inversiones netas	-1.429	740	-

Las inversiones materiales e intangibles del primer semestre de 2018 alcanzan los €1.145 millones, con un incremento del 55,4% respecto a las del mismo período del año anterior, fundamentalmente por la incorporación de dos nuevos buques metaneros en régimen de arrendamiento financiero por €380 millones (uno en marzo 2018 y otro en junio 2018).

Sin considerar la inversión en los buques metaneros la inversión aumentaría un 3,8%.

En desinversiones y otros se incluye la venta de los negocios en Italia por €766 millones, el importe recibido de la venta de una participación minoritaria del 20% de la compañía Holding de Negocios de Gas (€1.500 millones) y el importe de la venta del 41,9% restante del negocio de distribución gas en Colombia por €334 millones.

Inversiones materiales e intangibles por actividades

(€ millones)	1S18	% contribución	1S17	% contribución	% variación
Gas & Electricidad	623	54,4	169	22,9	-
Comercialización gas, electricidad y servicios	35	3,1	25	3,4	40,0
GNL Internacional	380	33,2	-	-	-
Generación Europa	109	9,5	54	7,3	-
Generación Internacional (GPG)	99	8,6	90	12,2	10,0
Infraestructuras EMEA	185	16,2	190	25,8	-2,6
Distribución gas España	94	8,2	82	11,1	14,6
Distribución electricidad España	90	7,9	106	14,4	-15,1
EMPL	1	0,1	2	0,3	-50,0
Infraestructuras LatAm Sur	238	20,8	230	31,2	3,5
Distribución gas Argentina	22	1,9	15	2,0	46,7
Distribución electricidad Argentina	5	0,4	6	0,8	-16,7
Distribución gas Brasil	35	3,1	49	6,6	-28,6
Distribución y transmisión electricidad Chile	106	9,3	119	16,1	-10,9
Distribución y comercialización gas Chile	64	5,6	37	5,0	73,0
Distribución gas Perú	6	0,5	4	0,5	50,0
Infraestructuras LatAm Norte	80	7,0	93	12,6	-14,0
Distribución gas México	35	3,1	41	5,6	-14,6
Distribución electricidad Panamá	45	3,9	52	7,1	-13,5
Resto	19	1,7	55	7,5	-65,5
Total inversiones materiales e intangibles	1.145	100,0	737	100,0	55,4

La actividad de gas representa el 54,4% del total consolidado debido a que incorpora, €380 millones correspondientes a dos nuevos buques metaneros en régimen de arrendamiento financiero.

Infraestructuras EMEA representa el 16,2% del total consolidado y disminuye un 2,6% respecto al mismo período del año anterior.

Infraestructuras LatAm Sur representa el 20,8% del total consolidado y aumenta un 3,5% respecto al mismo período del año anterior, básicamente debido al incremento de inversión en Chile.

Infraestructuras LatAm Norte representa un 7,0% del total consolidado y disminuye un 14,0% respecto al mismo período del año anterior.

En el ámbito geográfico, y sin considerar la entrada de los dos buques metaneros adquiridos en régimen de arrendamiento financiero en 2018, las inversiones en España aumentan un 18,5% con una contribución al 45,2% frente a un 38,4% en el año anterior. Por su lado, las inversiones en el exterior disminuyen en un 5,6% y representan un 54,8% del total, frente a un 61,6% en el año anterior.

Las inversiones materiales e intangibles en mantenimiento realizadas en el primer semestre de 2018 ascienden a €309 millones vs €345 millones en el mismo período del año anterior lo que supone una disminución del 10,4%. En cuanto a las inversiones en crecimiento ascienden a €836 millones (€456 sin considerar los dos buques metaneros adquiridos en régimen de arrendamiento financiero) vs €392 millones, lo que supone un incremento del 16,3% sin considerar los mencionados buques.

Adicionalmente en el primer semestre de 2018 se han realizado compras inorgánicas correspondientes a dos proyectos fotovoltaicos solares en Brasil. El desarrollo de estos proyectos, situados en el estado de Minas Gerais, supondrá una inversión de aproximadamente €95 millones y una capacidad de 83 MW y se espera que entren en operación en el cuarto trimestre de 2018.

3.2. Deuda y gestión financiera

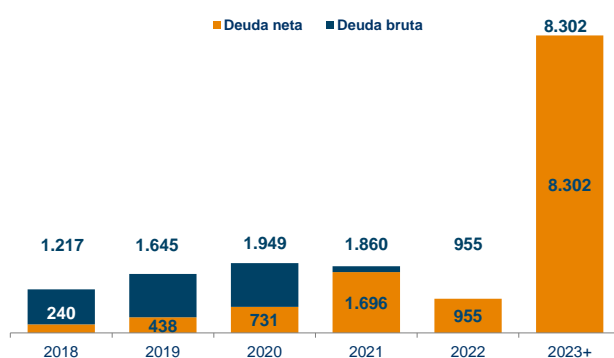
3.2.1. Deuda financiera

A 30 de junio de 2018 la deuda financiera neta alcanza los €12.362 millones y sitúa el ratio de endeudamiento en el 44,8% (€15.818 millones y 46,4% a 30 de junio de 2017).

Los ratios de Deuda neta/EBITDA y EBITDA/Coste deuda financiera neta se sitúan a 30 de junio de 2018 en 3,2x y en 7,3x, respectivamente, mejorando los fundamentales del año anterior (3,7x y 6,4x).

La deuda financiera neta considerando el impacto estimado por aplicación de la NIIF 16 ascendería a 14.000 millones de euros y situaría el ratio de endeudamiento en el 47,9%. Por su parte, el ratio Deuda neta/EBITDA ascendería a 3,6.

Vencimiento de la deuda financiera (€ millones)



En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 94,5% tiene vencimiento igual o posterior al año 2020. La vida media de la deuda neta se sitúa en 6,3 años.

En el gráfico adjunto se muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta y bruta de Naturgy a 30 de junio de 2018. La deuda bruta asciende a €15.928 millones.

El 4,2% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 95,8% restante a largo plazo.

La estructura de la deuda considerando el impacto de las coberturas financieras contratadas es mayoritariamente a tipo de interés fijo (89%).

En la tabla siguiente se muestra el desglose por monedas de la deuda financiera neta a 30 de junio de 2018 y su peso relativo sobre el total:

€ millones)	30/06/18	%
EUR	9.768	79,0
CLP	1.760	14,2
US\$	262	2,1
MXN	311	2,5
BRL	234	1,9
Otras	27	0,3
Total deuda financiera neta	12.362	100,0

3.2.2. Liquidez

A 30 de junio de 2018 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de €10.686 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	6.973	213	6.760
Líneas de crédito no comprometidas	548	114	434
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	-	-	3.492
Total	7.521	327	10.686

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 30 de junio de 2018 se sitúan en €6.815 millones e incluyen el programa Euro Medium Term Notes (EMTN) por importe de €4.960 millones, el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por €500 millones y los programas de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores, de Valores Comerciales en Panamá y las líneas de bonos en Chile, que conjuntamente suponen €1.355 millones.

3.2.3. Principales operaciones financieras

En enero de 2018 Naturgy ha realizado una emisión de bonos a 10 años por importe de €850 millones y cupón del 1,5%, cuyos recursos se han destinado a una oferta de recompra de bonos por un importe de €916 millones de obligaciones con vencimientos entre 2019 y 2023. Asimismo, durante el primer trimestre de 2018 han llegado a vencimiento dos bonos por importe total de €1.099 millones y cupón medio de 4,59%.

Por otro lado, en marzo de 2018 Gas Natural México ha emitido €153 millones en bonos a 3 años con cupón variable de TIIE más 0.40% y 7 años con cupón del 8,89%.

Durante el primer semestre de 2018, se realizaron emisiones bajo el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por un importe total de €3.044 millones (€2.133 millones en el mismo periodo del ejercicio 2017). El saldo vivo de las emisiones dentro del programa ECP asciende a €500 millones, no habiendo emisiones vivas a 31 de diciembre de 2017.

El 1 de julio de 2018 se ha renovado una línea de crédito sostenible con ING por importe de €330 millones.

3.2.4. Calificación crediticia

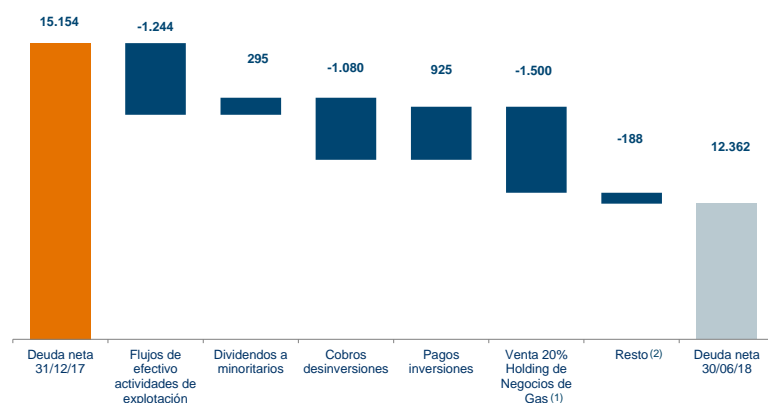
La tabla adjunta detalla la calificación crediticia de la deuda de Naturgy a largo y corto plazo:

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

Con fecha 18 de julio de 2018 S&P ratifica la calificación crediticia a largo plazo (BBB) y *outlook* estable tras la presentación del nuevo Plan Estratégico.

3.3. Flujos de efectivo

El flujo de efectivo y la conciliación de la deuda financiera neta del primer semestre de 2018 han sido los siguientes:



(1) Incluye el importe recibido de la venta de una participación minoritaria del 20% de la compañía Holding de Negocios de Gas, S.A.

(2) Recoge diferencias de conversión, cambios en el perímetro de consolidación y otros.

En otros impactos se recogen diferencias de conversión y otros.

3.4. Patrimonio neto y remuneración al accionista

La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2017 aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas de 27 de junio de 2018 supone destinar €1.001 millones a dividendos el mismo importe del año anterior. La propuesta supone el pago de un dividendo total de €1 por acción y representa un *pay out* del 73,6% con una rentabilidad por dividendos del 5,2% tomando como referencia la cotización al 31 de diciembre de 2017 de €19,25 por acción.

El 27 de septiembre de 2017 se pagó íntegramente en efectivo un dividendo a cuenta del ejercicio 2017 de €0,33 por acción y el 5 de julio de 2018 el dividendo complementario de €0,67 por acción.

En el contexto del nuevo Plan Estratégico 2018-2022 y como parte de la nueva política de remuneración al accionista que conllevará un dividendo mínimo por acción de €1,30 contra los resultados del ejercicio 2018, el Consejo de Administración ha aprobado el primer dividendo a cuenta del ejercicio 2018 de €0,28 por acción a pagar íntegramente en efectivo el 31 de julio de 2018.

A 30 de junio de 2018 el patrimonio neto de Naturgy alcanza los €15.220 millones. De este patrimonio es atribuible a Naturgy la cifra de €11.442 millones.

4. Análisis de resultados por actividades

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

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

4.1. Gas & Electricidad

4.1.1. Comercialización gas, electricidad y servicios

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas mayorista en el mercado liberalizado español, la actividad de comercialización de gas y electricidad 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) y el suministro de electricidad a precio voluntario pequeño consumidor (PVPC) en España.

4.1.1.1. Resultados

2T18	2T17	%	(€ millones)	1S18	1S17	%
3.039	2.802	8,5	Importe neto de la cifra de negocios	6.768	6.500	4,1
-2.934	-2.602	12,8	Aprovisionamientos	-6.457	-6.190	4,3
-34	-25	36,0	Gastos de personal, neto	-64	-54	18,5
-97	-106	-8,5	Otros gastos/ingresos	-192	-215	-10,7
-26	69	-137,7	EBITDA	55	41	34,1
-16	-4	300,0	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-31	-13	138,5
-17	-11	54,5	Deterioro pérdidas crediticias	-30	-28	7,1
-59	54	-209,3	Resultado de explotación	-6	-	-

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los €6.768 millones y aumenta un 4,1% respecto al ejercicio anterior. El EBITDA registra unos resultados de €55 millones un 34,1% superior al del mismo período del año anterior por la mejora en el margen de la actividad minorista.

El incremento de la amortización del período es debido principalmente a la aplicación de la NIIF 15 que ha supuesto una mayor amortización de €17 millones.

4.1.1.2. Principales magnitudes

2T18	2T17	%		1S18	1S17	%
54.309	52.944	2,6	Ventas de gas (GWh)	126.587	123.024	2,9
50.297	49.641	1,3	Mayorista Europa	109.052	107.232	1,7
4.012	3.303	21,5	Minorista España	17.535	15.792	11,0
8.637	8.384	3,0	Ventas de electricidad (Gwh)	18.328	17.524	4,6
-	-	-	Contratos minoristas (España) (miles, a 30/06)	11.655	11.740	-0,7
-	-	-	Contratos de energía	8.796	8.856	-0,7
-	-	-	Contratos de servicios energéticos	2.859	2.884	-0,9
-	-	-	Contratos por cliente (España)	1,52	1,52	-
-	-	-	Cuota de mercado contratos gas (España)	53,8	55,0	-1,2 p.p.

Aprovisionamiento

El pasado mes de junio, Sonatrach y Naturgy fortalecieron su relación al extender los contratos de compra de gas argelino hasta el final de la próxima década, con la alianza entre ambas compañías se asegura el suministro estable de gas a España.

La renovación de los contratos permite a Naturgy mantener un volumen muy relevante y asegura un reparto óptimo de gas natural (GN) y gas natural licuado (GNL) en su mix de aprovisionamientos.

El 21 de junio de 2018 se descargó el primer cargamento de GNL del contrato de largo plazo firmado con la empresa rusa Yamal LNG. Se trata del primer cargamento de un total de 37 buques anuales que llegarán al Suroeste de Europa hasta el año 2041. Con este contrato se amplía la cartera de proveedores estratégicos con los que cuenta Naturgy y se refuerza la diversidad de suministro en esta región de Europa con el primer contrato de suministro de GNL a largo plazo proveniente de Rusia.

Comercialización mayorista

La comercialización mayorista en España alcanza los 75.728 GWh y aumenta un 1,2%, respecto al mismo período del año anterior.

En Europa, Naturgy mantiene una posición consolidada como comercializador de gas natural, con presencia en Francia, Bélgica, Luxemburgo, Países Bajos, Alemania, Irlanda y Portugal. Los clientes en cartera son principalmente empresas del sector industrial, servicios y sector público.

Las ventas realizadas en Francia en el primer semestre del año alcanzan los 20,1 TWh. Las ventas en Bélgica, Luxemburgo, Países Bajos, Alemania e Irlanda han sido de 9,9 TWh en el mismo período.

En Portugal, Naturgy continúa como segundo operador del país con una cuota aproximada del 14%, manteniendo su posición como primer operador extranjero del país, con un volumen de ventas en el primer semestre de 2018 de 3,2 TWh.

Comercialización minorista

En el mercado minorista Naturgy 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.

Naturgy 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 745 mil nuevos contratos en el primer semestre 2018.

La oferta de servicios para cliente residencial y pyme ha hecho crecer la cartera hasta los 2,8 millones de contratos activos, mediante una plataforma propia de operaciones con 121 empresas asociadas y conectadas mediante un sistema de movilidad *online*. Gracias a este desempeño la cartera de contratos de energía y servicios en el segmento minorista ha aumentado de valor.

Naturgy continúa apostando por el desarrollo de una red de estaciones de carga de gas natural vehicular abiertas a cualquier usuario. En el primer semestre de 2018 dispone de un total de 49 estaciones de carga, tanto gas natural comprimido como licuado. Un total de 30 estaciones son de acceso público, mientras que 19 son de acceso privado. Adicionalmente, gestiona 4 proyectos especiales desarrollados para fomentar el uso del gas natural vehicular.

Por su parte, respecto del segmento de comercialización de electricidad, las ventas del primer semestre de 2018 han alcanzado la cifra de 18.328 GWh, incluyendo la comercialización en mercado liberalizado y la comercialización de último recurso, con un aumento del 4,6%. 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 Naturgy desea tener frente a las variaciones de precio del mercado eléctrico.

4.1.2. GNL Internacional

Incluye la comercialización de gas natural licuado en los mercados internacionales y el transporte marítimo.

4.1.3.1. Resultados

2T18	2T17	%	(€ millones)	1S18	1S17	%
808	545	48,3	Importe neto de la cifra de negocios	1.795	1.124	59,7
-727	-487	49,3	Aprovisionamientos	-1.555	-952	63,3
-1	-1	-	Gastos de personal, neto	-2	-3	-33,3
-3	-4	-25,0	Otros gastos/ingresos	-5	-6	-16,7
77	53	45,3	EBITDA	233	163	42,9
-21	-12	75,0	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-36	-24	50,0
-	-	-	Deterioro pérdidas crediticias	-	-	-
56	41	36,6	Resultado de explotación	197	139	41,7

El EBITDA del negocio de GNL alcanza los €233 millones en el primer semestre de 2018 un 42,9% respecto al mismo período del año anterior.

4.1.3.2. Principales magnitudes

2T18	2T17	%		1S18	1S17	%
35.820	27.766	29,0	Ventas de gas (GWh)	76.793	55.603	38,1
-	-	-	Capacidad flota transporte marítimo (m ³)	1.463.149	1.095.532	33,6

El volumen comercializado de GNL en el mercado internacional aumentó un 38,1% en el primer semestre, alcanzando los 76.793 GWh. Este incremento se debe a la disponibilidad de mayores volúmenes de los contratos de aprovisionamiento que Naturgy tiene firmados a largo plazo, así como por la realización de un mayor número de operaciones de optimización y trading de GNL.

En relación con la distribución geográfica de las ventas en el 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.

El incremento de la capacidad de flota de transporte marítimo es debido a la incorporación de dos nuevos buques fletados a largo plazo para dar servicio a los nuevos volúmenes de aprovisionamiento.

4.1.3. Generación Europa

Incluye las actividades de generación de electricidad en España tanto convencional como renovable.

4.1.3.1. Resultados

2T18	2T17	%	(€ millones)	1S18	1S17	%
437	363	20,4	Importe neto de la cifra de negocios	912	940	-3,0
-225	-187	20,3	Aprovisionamientos	-465	-458	1,5
-27	-31	-12,9	Gastos de personal, neto	-56	-60	-6,7
-112	-102	9,8	Otros gastos/ingresos	-225	-215	4,7
73	43	69,8	EBITDA	166	207	-19,8
-4.039	-111	3538,7	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-4.147	-224	1751,3
-	-	-	Deterioro pérdidas crediticias	-	-	-
-3.966	-68	-	Resultado de explotación	-3.981	-17	-

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de generación en España alcanza los €912 millones, con una disminución del 3,0% respecto al año anterior y el EBITDA se eleva a €166 millones un 19,8% inferior al del mismo periodo del año anterior.

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a €4.147 millones debido a que recogen €3.929 millones de euros de deterioros de activos consecuencia de la actualización de flujos de efectivo futuros por la aprobación del Plan Estratégico 2018-2022.

Entorno de mercado

En el conjunto nacional, la demanda eléctrica peninsular ha alcanzado en el primer semestre del año 126,4 TWh y supera en 1,2% a la acumulada en el primer semestre de 2017. Sin tener en cuenta el efecto temperatura y laboralidad, el crecimiento de 2018 se modera hasta el 1,1%.

En el trimestre, la máxima potencia horaria se alcanzó el 27 de junio con 36.927 MW, inferior a los 39.017 MW de máxima potencia correspondiente al mismo trimestre del año anterior (22 de junio de 2017), y muy lejos del máximo histórico de verano de julio de 2010, 40.934 MW.

El saldo físico de intercambios internacionales en valores acumulados alcanza los 6.033 GWh frente a los 5.081 GWh del mismo periodo del año anterior, un 18,7% superior.

El consumo de bombeo en lo que va de año alcanzó los 2.243 GWh, un 7,5% más que en 2017, consecuencia de los menores precios del mercado respecto al pasado año.

La generación neta nacional en el primer semestre de 2018 aumenta en su conjunto el 0,6%. Comparada con el mismo periodo del año anterior, la generación renovable aumenta el 23,3% y cubre el 44,6% de la demanda, frente al 36,6% del pasado año.

La generación eólica en el primer semestre del año alcanza los 27.779 GWh, un 10,4% más que en 2017, con una cobertura del 22,0%, dos puntos más que en el mismo periodo de 2017.

La energía hidroeléctrica producible registrada en el segundo trimestre del año califica éste como húmedo, con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 20%. Es decir, estadísticamente 20 de cada 100 años presentarían características más secas que el año actual. El comportamiento del trimestre ha mantenido una tendencia similar a medida que iba transcurriendo.

La generación no renovable ha presentado una disminución del -13,0%. El hueco térmico ha disminuido un -22,6% en el acumulado del primer semestre del año, con una cobertura inferior en seis puntos a la del mismo periodo de 2017 (19,6% vs 25,6%).

La generación nuclear disminuye en un -10,7%, la generación con carbón ha disminuido un -31,0%, la generación con ciclos combinados disminuyen un -8,5% y el resto de térmica no renovable, cogeneración y residuos, aumenta un 1,6% al cierre del primer semestre respecto al pasado año.

El precio medio ponderado del mercado diario en el trimestre se ha situado en 52,48 €/MWh, 4,7 €/MWh por encima de los 47,79 €/MWh del mismo trimestre de 2017. En valores acumulado el precio medio ponderado del mercado diario se sitúa en 50,92 €/MWh, un 1,97% inferior al precio acumulado al 30 de junio de 2017.

Con referencia a la evolución de otras *commodities*, el Brent ha pasado de cotizar a 65,54 \$/bbl de promedio en el primer trimestre de 2018 hasta 67,62 \$/bbl (+3,2%) en el segundo trimestre de este año, con unos precios mensuales que no se daban desde finales de 2014. El API2, principal indicador del coste del carbón en Europa, ha disminuido 12,44 \$/t de en el trimestre, pasando de 94,56 \$/t de media del primer trimestre de 2018 a 82,12 \$/t en el segundo trimestr. Los derechos de CO₂ (EUAs en Bluenext) se han situado de media en el trimestre en 11,41 €/t, 45,4% más que el trimestre anterior y en niveles de comienzos de 2011.

4.1.3.2. Principales magnitudes

Las principales magnitudes de la actividad de electricidad de Naturgy en España son las siguientes:

Capacidad de generación eléctrica

	1S18	1S17	%
Capacidad de generación eléctrica (MW)	12.719	12.716	-
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	1.150	1.147	0,3
Eólica	982	979	0,3
Minihidráulicas	110	110	-
Cogeneración y otras	58	58	-

Energía eléctrica producida y ventas de electricidad

2T18	2T17	%		1S18	1S17	%
6.083	5.886	3,3	Energía eléctrica producida (GWh)	13.280	13.161	0,9
5.522	5.351	3,2	Generación	11.849	11.895	-0,4
1.058	272	-	Hidráulica	2.335	737	216,8
829	960	-13,6	Nuclear	2.060	2.185	-5,7
399	1.163	-65,7	Carbón	1.203	2.832	-57,5
3.236	2.956	9,5	Ciclos combinados	6.251	6.141	1,8
561	535	4,9	Renovable y cogeneración	1.431	1.266	13,0
384	397	-3,3	Eólica	1.079	987	9,3
159	118	34,7	Minihidráulicas	316	240	31,7
18	20	-10,0	Cogeneración y otras	36	39	-7,7
-0,6	-0,6	0,0	Cuota mercado generación	16,8	16,5	0,3 p.p.

La producción eléctrica peninsular de Naturgy fue de 6.083 GWh durante el segundo trimestre de 2018, cifra superior en un 3,3% a la del mismo trimestre del pasado año. De esa cifra, 5.522 GWh corresponden a generación tradicional, con un 3,2% de aumento respecto al mismo período del año anterior. En lo que va de año la producción aumenta un 0,9%, cifra que disminuye al -0,4% si sólo consideramos la generación tradicional.

La producción hidráulica convencional, con 1.058 GWh en el trimestre casi cuadruplica a la del mismo trimestre de 2017, y en el conjunto del año el aumento se sitúa en un 216,8%.

Si el primer trimestre de 2018 mostraba una característica hidrológica de año medio, esta característica se ha mantenido a lo largo de este segundo trimestre, finalizando junio con un PSS acumulado del 39%, es decir, estadísticamente hablando, sólo 39 años de cada 100 años serían más húmedos que este.

El nivel de reservas de energía en las cuencas de Naturgy se sitúa en el 54% de llenado, veinte puntos por encima del nivel de reservas de la misma fecha de 2017 y treinta y siete puntos por encima del valor de comienzos de año.

La producción nuclear ha presentado una disminución del -14,3% en el segundo trimestre respecto a 2017, si bien estas cifras están afectadas por el desplazamiento de las paradas programadas. En el año la disminución alcanza el -6,4%

La producción con carbón ha sido en el trimestre de 399 GWh frente a los 1.163 GWh del mismo trimestre del pasado año. En el conjunto del año 2018 la disminución de la producción con carbón es del -57,5%, con una utilización del 14% en el conjunto del equipo.

La generación de electricidad con ciclos combinados durante el segundo trimestre de 2018 ha alcanzado la cifra de 3.236 GWh, un 9,5% superior a la del mismo período de 2017. En el primer semestre del año el aumento es del 1,8%. La utilización de esta tecnología en lo que va de año ha sido del 21%, más del doble que la del conjunto del sector.

En el primer semestre de 2018 las emisiones de CO₂ consolidadas de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado de Naturgy, afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero, han sido de 3,6 millones de toneladas de CO₂ (-1,4 millones de toneladas con respecto al mismo período del año anterior). Esta disminución aplica principalmente a las centrales de carbón y se debe a un menor funcionamiento de las mismas debido a una mayor hidraulicidad y generación con fuentes renovables en el primer semestre del año 2018 respecto al año anterior.

Naturgy 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 junio de 2018 de Naturgy es del 16,9%, superior en 0,3 puntos a la de la misma fecha de 2017.

Por lo que respecta a la generación renovable y la cogeneración, destacar que, en este segundo trimestre de 2018, Naturgy Renovables ha puesto en operación su primer parque eólico en Canarias, concretamente el parque eólico Haria de 2,35 MW en Gran Canaria, que pertenece a los proyectos que el Grupo inscribió en 2015 en el cupo eólico de 450 MW abierto por el Gobierno para las Islas Canarias.

4.1.4. Generación Internacional (GPG)

Integra todos los activos y participaciones de generación internacional en Brasil (entrada en operación comercial en septiembre 2017), México, Puerto Rico, República Dominicana, Panamá, Costa Rica 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.

4.1.4.1. Resultados

2T18	2T17	%	(€ millones)	1S18	1S17	%
215	224	-4,0	Importe neto de la cifra de negocios	433	438	-1,1
-117	-128	-8,6	Aprovisionamientos	-243	-247	-1,6
-10	-8	25,0	Gastos de personal, neto	-19	-18	5,6
-16	-17	-5,9	Otros gastos/ingresos	-30	-35	-14,3
72	71	1,4	EBITDA	141	138	2,2
-55	-31	77,4	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-82	-60	36,7
-	-	-	Deterioro pérdidas crediticias	-	-	-
17	40	-57,5	Resultado de explotación	59	78	-24,4

El EBITDA de GPG correspondiente al primer semestre del ejercicio 2018 alcanza los €141 millones, con un aumento del 2,2% frente al mismo período del año anterior debido, fundamentalmente, a una mayor contribución del EBITDA del negocio de O&M Energy, de Costa Rica y de Brasil que no estaba operativo en el primer semestre de 2017 y a pesar de la evolución negativa de los tipos de cambio que ha supuesto un efecto negativo de -€17 millones básicamente por el USD.

EBITDA por países

	1S18	1S17	variación	tipo cambio
México	122	129	-5,4%	-14
Resto	19	9	-	-3
Total	141	138	2,2%	-17

En México, el EBITDA presenta una variación negativa del -5,4% como consecuencia del efecto tipo de cambio compensado con el mejor del margen de contribución derivado, fundamentalmente, de un mayor margen excedente.

En el caso de Bii Hioxo, el mejor resultado respecto al mismo período del año anterior, es como consecuencia de un mayor recurso eólico.

En cuanto al resto de países, el EBITDA de República Dominicana presenta una variación positiva del 8,3% debido a una mayor producción y un mayor margen de precios spot, debido a mayor demanda, menor hidraulicidad y salida de competidores del sistema.

Brasil, que entró en operación en septiembre 2017, aporta un EBITDA de €4,4 millones al cierre del primer semestre de 2018.

El EBITDA de Costa Rica presenta una variación positiva de más del 100% como consecuencia de la recuperación de ingresos por despacho de agua no realizado en periodos previos y por la penalización ejecutada por el ICE en el segundo trimestre de 2017 debido al retraso en la entrada en operación comercial de Torito.

El 19 de marzo de 2018 se acordó la adquisición de dos proyectos fotovoltaicos solares en Brasil. El desarrollo de estos proyectos, situados en el estado de Minas Gerais, supondrá una inversión de aproximadamente 95 millones de euros y una capacidad de 83 MW y se espera que entren en operación en el cuarto trimestre de 2018.

4.1.4.2. Principales magnitudes

Capacidad de generación eléctrica

	1S18	1S17	%
Capacidad de generación eléctrica (MW)	2.912	2.590	12,4
México (CC)	2.289	2.035	12,5
México (eólico)	234	234	-
Brasil (solar)	68	-	-
Costa Rica (hidráulica)	101	101	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
República Dominicana (fuel)	198	198	-

Energía eléctrica producida

2T18	2T17	%		1S18	1S17	%
4.245	4.708	-9,8	Energía eléctrica producida (GWh)	8.980	8.931	0,5
3.668	4.234	-13,4	México (CC)	7.847	7.925	-1,0
124	83	49,4	México (eólico)	362	306	18,3
37	-	-	Brasil (solar)	67	-	-
96	117	-17,9	Costa Rica (hidráulica)	154	196	-21,4
21	20	5,0	Panamá (hidráulica)	40	38	5,3
299	254	17,7	República Dominicana (fuel)	510	466	9,4

Factor de disponibilidad (%)

	1S18	1S17	var p.p.
México (CC)	90,8	95,6	-4,8
Costa Rica (hidráulica)	99,3	96,8	2,5
Panamá (hidráulica y fuel)	81,8	90,1	-8,3
República Dominicana (fuel)	93,9	92,1	1,8

La producción de los ciclos combinados de México es inferior a la registrada en el mismo período del año anterior como consecuencia del mayor número de días de parada de mantenimiento en Tuxpan. Este efecto se ha compensado parcialmente por una mayor venta excedente, principalmente en Norte Durango. El aumento de potencia respecto al año anterior es consecuencia de la potencia excedente de los ciclos reconocida y la operación de *High Fogging* realizada en Norte Durango y Tuxpan. Los mantenimientos realizados en los diferentes años inciden en un valor de disponibilidad inferior al obtenido en el año anterior.

En cuanto a la producción de energía eólica aportada por Bii Hioxo aumenta por mayor recurso eólico.

La producción hidráulica en Costa Rica se ha visto perjudicada por una menor disponibilidad de recurso hídrico. 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 producción en Panamá se encuentra ligeramente por encima de la del año anterior como consecuencia de la mayor hidraulicidad en las zonas donde están ubicadas las centrales. La menor disponibilidad respecto al año anterior es debida al incidente en la Unidad 2 de la central hidráulica la Yeguada.

La mayor generación en República Dominicana respecto al mismo período del año anterior es como consecuencia de una mayor demanda, menor hidraulicidad así como por salida del sistema de centrales más eficientes.

En septiembre de 2017 Naturgy puso en operación comercial su primer proyecto de generación fotovoltaica en Brasil, los parques solares Sobral I y Sertao I, de 68MW de potencia instalada, situados en la región de Piauí, al norte del país.

4.2. Infraestructuras EMEA

4.2.1. Distribución gas España

Este negocio incluye la actividad retribuida de distribución y transporte de gas, así como las actividades no retribuidas con cargo al sistema de distribución (alquiler de contadores, acometidas a clientes, etc.) y la actividad de gas licuado del petróleo canalizado (GLP).

4.2.1.1. Resultados

2T18	2T17	%	(€ millones)	1S18	1S17	%
305	306	-0,3	Importe neto de la cifra de negocios	612	638	-4,1
-19	-14	35,7	Aprovisionamientos	-41	-50	-18,0
-22	-23	-4,3	Gastos de personal, neto	-43	-44	-2,3
-44	-59	-25,4	Otros gastos/ingresos	-96	-111	-13,5
220	210	4,8	EBITDA	432	433	-0,2
-72	-72	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-146	-148	-1,4
-2	-4	-50,0	Deterioro pérdidas crediticias	-2	-4	-
146	134	9,0	Resultado de explotación	284	281	1,1

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los €612 millones, inferior en €26 millones respecto al ejercicio anterior, disminución asociada al menor ingreso de alquiler de contadores por la aplicación de una reducción en el precio del alquiler de acuerdo a la Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre de 2017 a partir de enero de 2018.

Como consecuencia de todo ello, junto con los impactos positivos en gastos operativos por la implantación de medidas de eficiencia, el EBITDA disminuye en un 0,2%.

4.2.1.2. Principales magnitudes

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

2T18	2T17	%		1S18	1S17	%
43.977	42.255	4,1	Ventas - ATR (GWh)	102.730	98.913	3,9
-5.374	21.401	-	Ventas de GLP (tn)	54.166	85.223	-36,4
2.309	214	-	Red de distribución (km)	55.871	53.042	5,3
9	18	-50,0	Incremento de puntos de suministro, en miles	20	23	-13,0
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	5.391	5.336	1,0

Las ventas de la actividad regulada de gas crecen un 3,9% (+3.817 GWh).

El crecimiento de la demanda se centra en el mercado residencial. El crecimiento se ha situado muy por encima del mismo período del ejercicio anterior, un +15% (+3.839 GWh), gracias a la climatología favorable del mes de marzo, que ha sido el mes más frío de los últimos 15 años.

El descenso de las ventas de GLP está asociado a la disminución de los clientes que consumen esta energía debido a que se han transformado a gas natural.

4.2.2. Distribución electricidad España

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

4.2.2.1. Resultados

2T18	2T17	%	(€ millones)	1S18	1S17	%
216	209	3,3	Importe neto de la cifra de negocios	427	420	1,7
-	-	-	Aprovisionamientos	-	-	-
-20	-19	5,3	Gastos de personal, neto	-39	-53	-26,4
-37	-33	12,1	Otros gastos/ingresos	-72	-69	4,3
159	157	1,3	EBITDA	316	298	6,0
-60	-57	5,3	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-119	-113	5,3
-	1	-100,0	Deterioro pérdidas crediticias	-	-	-
99	101	-2,0	Resultado de explotación	197	185	6,5

La Orden Ministerial de peajes de energía eléctrica para 2018 (ETU/1282/2017) establece que hasta la aprobación de la retribución de las actividades de transporte y distribución para el año 2018 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 €427 millones, levemente superior a la del mismo período de 2017, por aplicación de las Órdenes Ministeriales anteriormente citadas, considerando el devengo de las inversiones puestas en servicio y considerando también ajuste al porcentaje de financiación de la base según lo publicado en la propuesta de orden ministerial para la retribución de la distribución.

El EBITDA del primer semestre 2018 alcanza los €316 millones, con un crecimiento del 6,0% con respecto al primer semestre de 2017 por el impacto positivo de la reducción de los gastos de personal (-26,4%) consecuencia de la implantación de medidas de eficiencia en el negocio realizado el año 2017.

4.2.2.2. Principales magnitudes

2T18	2T17	%		1S18	1S17	%
8.102	7.782	4,1	Ventas - ATR (GWh)	16.294	15.977	2,0
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	3.730	3.712	0,5
-	-	-	TIEPI (minutos)	25	67	-62,7

En el primer semestre del año la energía suministrada ha crecido un 2% frente al mismo periodo del año 2017. En términos interanuales el incremento ha sido del 0,9%. La demanda nacional se situó en junio de 2018 en 124.605 GWh lo que supone un crecimiento del 1% según balance de Red Eléctrica de España (REE).

Los puntos de suministro evolucionan positivamente en 2018 y registran un incremento neto anual en el primer semestre de 9.952 puntos.

A pesar de la mejora respecto al primer semestre de 2017, el TIEPI en el primer semestre de 2018 está penalizado por los diversos temporales acaecidos durante el mes de marzo. En el primer trimestre de 2017 se produjeron fuertes temporales en Galicia (Jurgen, Kurt y Leiv) con una incidencia muy significativa en los valores acumulados a junio.

A 30 de junio de 2018 el 97,5% de los contadores instalados son contadores inteligentes y el 95,9% de la facturación es remota. Se continúa con la planificación establecida para llegar al 100% de los contadores

domésticos sustituidos y con facturación remota al 31 de diciembre de 2018, tal y como se establece legalmente. No obstante, conforme establece la Orden ETU 1282/2017, a partir del 1 de enero de 2019 cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica podrá mantener hasta un máximo de un 2% del total del parque de contadores sin sustituir siempre que sea debido a causas no imputables a la misma y que deberán ser justificadas y aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia.

4.2.3. EMPL

Incluye la operación del gasoducto Magreb-Europa.

4.2.3.1. Resultados

2T18	2T17	%	(€ millones)	1S18	1S17	%
81	76	6,6	Importe neto de la cifra de negocios	157	159	-1,3
-	-	-	Aprovisionamientos	-	-	-
-1	-1	-	Gastos de personal, neto	-2	-2	-
-9	-5	80,0	Otros gastos/ingresos	-12	-9	33,3
71	70	1,4	EBITDA	143	148	-3,4
-13	-9	44,4	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-26	-18	44,4
-	-	-	Deterioro pérdidas crediticias	-	-	-
58	61	-4,9	Resultado de explotación	117	130	-10,0

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el primer semestre de 2018 alcanza los €157 millones, con una disminución del 1,3% respecto al ejercicio anterior.

El EBITDA se eleva hasta los €143 millones, un 3,4% inferior al del mismo período del año anterior, debido al impacto negativo de la evolución del tipo de cambio del USD que asciende a -€17 millones, compensado por el incremento de volúmenes transportados así como al incremento del 3% de la tarifa de transporte.

4.2.3.2. Principales magnitudes

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

2T18	2T17	%		1S18	1S17	%
34.985	20.720	68,8	Transporte de gas - EMPL (GWh)	71.066	49.433	43,8
10.309	10.068	2,4	Portugal-Marruecos	20.398	20.441	-0,2
24.676	10.652	131,7	España (Naturgy)	50.668	28.992	74,8

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 71.066 GWh, un 43,8% superior a la del mismo período del año anterior. Del volumen anterior, 50.668 GWh han sido transportados para Naturgy a través de la sociedad Sagane y 20.398 GWh para Portugal y Marruecos.

Naturgy 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 contrato de suministro de 0,8 bcm/año. Las cantidades transportadas por el gasoducto de Medgaz para Naturgy en el primer semestre de 2018 ascienden a 4.023 GWh.

4.3. Infraestructuras LatAm Sur

Corresponde a la actividad regulada de distribución de gas en Argentina, Brasil, Chile y Perú así como la actividad de distribución de electricidad en Argentina y Chile. En Chile incluye además la actividad de aprovisionamiento y comercialización de gas y la actividad de transmisión de electricidad.

4.3.1. Distribución gas Argentina

4.3.1.1. Resultados

2T18	2T17	%	(€ millones)	1S18	1S17	%
174	151	15,2	Importe neto de la cifra de negocios	254	224	13,4
-123	-97	26,8	Aprovisionamientos	-167	-152	9,9
-5	-8	-37,5	Gastos de personal, neto	-11	-15	-26,7
-22	-22	-	Otros gastos/ingresos	-41	-40	2,5
24	24	-	EBITDA	35	17	-
-1	-1	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-2	-2	-
-5	-3	66,7	Deterioro pérdidas crediticias	-6	-3	-
18	20	-10,0	Resultado de explotación	27	12	-

El EBITDA de distribución gas en Argentina, asciende a €35 millones, un 105,9% más que el resultado del mismo período del ejercicio anterior, tras la aplicación plena del proceso de Revisión Tarifaria, cuya última etapa fue otorgada en abril de 2018, y pese al efecto de la devaluación del peso argentino (-€20 millones).

4.3.1.2. Principales magnitudes

2T18	2T17	%		1S18	1S17	%
19.611	19.898	-1,4	Ventas actividad de gas (GWh)	34.576	34.880	-0,9
8.936	8.889	0,5	Ventas de gas	14.138	13.860	2,0
10.675	11.009	-3,0	ATR	20.438	21.020	-2,8
83	34	-	Red de distribución (km)	25.965	25.749	0,8
4	5	-20,0	Incremento de puntos de suministro, en miles	8	10	-20,0
4	5	-20,0	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	1.659	1.642	1,0

En el primer semestre del año, se registra un volumen de ventas de gas en línea con el año anterior en su conjunto, aunque por segmentos destaca un crecimiento del 9% en las ventas industriales del mercado no regulado y mayores ventas del mercado doméstico comercial por menor temperatura media que el año anterior que se compensa con unas menores ventas de gas natural vehicular y ATR en el global.

4.3.2. Distribución gas Brasil

4.3.2.1. Resultados

2T18	2T17	%	(€ millones)	1S18	1S17	%
389	444	-12,4	Importe neto de la cifra de negocios	735	803	-8,5
-299	-336	-11,0	Aprovisionamientos	-563	-603	-6,6
-8	-10	-20,0	Gastos de personal, neto	-20	-21	-4,8
-21	-28	-25,0	Otros gastos/ingresos	-42	-53	-20,8
61	70	-12,9	EBITDA	110	126	-12,7
-17	-16	6,3	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-30	-33	-9,1
-1	-2	-50,0	Deterioro pérdidas crediticias	-2	-2	-
43	52	-17,3	Resultado de explotación	78	91	-14,3

El EBITDA de Brasil disminuye un 12,7%, afectado por la evolución del tipo de cambio, con un impacto negativo de -€23 millones. Los despachos de generación y ATR a las centrales térmicas se sitúan en el acumulado del segundo trimestre del año en niveles inferiores al mismo período del año anterior (-8,9%). Como contrapartida, las ventas de gas natural vehicular (GNV) superaron en un 9,6% las registradas el año anterior debido a la mayor competitividad del gas respecto a combustibles líquidos; en el mercado industrial se sigue percibiendo una caída de 4,2%; asimismo, las ventas de gas del mercado doméstico comercial está en línea en la misma comparación temporal.

La evolución del EBITDA se explica por los mayores márgenes de gas en los mercados de GNV y doméstico, principalmente por efecto de mayor volumen, compensado por menores ventas de los demás mercados así como por la actualización de tarifas (retroactividad e inflación).

4.3.2.2. Principales magnitudes

2T18	2T17	%		1S18	1S17	%
19.086	20.618	-7,4	Ventas actividad de gas (GWh)	35.461	37.197	-4,7
15.454	17.461	-11,5	Ventas de gas	28.850	31.579	-8,6
3.632	3.157	15,0	ATR	6.611	5.618	17,7
39	56	-30,4	Red de distribución (km)	7.627	7.382	3,3
19	21	-9,5	Incremento de puntos de suministro, en miles	19	21	-9,5
19	21	-9,5	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	1.109	1.058	4,8

Las ventas se redujeron un 4,7%, debido a las ventas del mercado de generación y ATR, un -8,9%, por menor utilización de centrales térmicas; y al mercado industrial que cayó un 4,2% ante una situación de crisis, con un escenario macroeconómico aún en proceso de recuperación. En los mercados residencial y comercial se registra una ligera caída de un 0,3%, principalmente por el menor consumo de los grandes comercios. Como contrapartida, las mayores ventas al mercado de gas natural vehiculado (GNV), que se incrementa un 9,6%, por la mayor competitividad respecto a los combustibles líquidos y el mayor número de conversiones de vehículos demandadas en este período.

4.3.3. Distribución y transmisión electricidad Chile

Incluye las actividades de distribución y transmisión de electricidad.

4.3.3.1. Resultados

2T18	2T17	%	(€ millones)	1S18	1S17	%
526	609	-13,6	Importe neto de la cifra de negocios	1.077	1.245	-13,5
-381	-460	-17,2	Aprovisionamientos	-789	-949	-16,9
-28	-34	-17,6	Gastos de personal, neto	-58	-62	-6,5
-48	-40	20,0	Otros gastos/ingresos	-106	-81	30,9
69	75	-8,0	EBITDA	124	153	-19,0
-24	-23	4,3	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-50	-47	6,4
-3	-8	-62,5	Deterioro pérdidas crediticias	-11	-12	-
42	44	-4,5	Resultado de explotación	63	94	-33,0

El EBITDA aportado por Chile alcanza €211 millones, debido básicamente a un gastos no recurrentes por tala y podas, prevención de incendios y multas y sanciones en distribución de electricidad y costes de juicios con los productores de gas.

4.3.3.2. Principales magnitudes

2T18	2T17	%		1S18	1S17	%
3.725	3.560	4,6	Ventas actividad de electricidad (GWh)	7.675	7.446	3,1
3.024	3.222	-6,1	Ventas de electricidad	6.377	6.842	-6,8
701	338	-	ATR	1.298	604	-
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	2.893	2.824	2,4
3.682	3.521	4,6	Energía transportada (GWh)	7.573	7.396	2,4
-	-	-	Red de transporte (km, a 30/06)	3.528	3.528	-

La energía transportada registra un incremento de 2,4% respecto al mismo período del año anterior, principalmente por una mayor actividad durante el primer semestre del ejercicio. La red de transporte alcanzó los 3.528 kms, sin presentar variación respecto a la misma fecha de 2017.

4.3.4. Distribución y comercialización gas Chile

Incluye las actividades de distribución y comercialización de gas.

4.3.4.1. Resultados

2T18	2T17	%		1S18	1S17	%
210	302	-30,5	Importe neto de la cifra de negocios	359	543	-33,9
-122	-214	-43,0	Aprovisionamientos	-222	-402	-44,8
-7	-9	-22,2	Gastos de personal, neto	-14	-15	-6,7
-12	-12	-	Otros gastos/ingresos	-36	-23	56,5
69	67	3,0	EBITDA	87	103	-15,5
-13	-13	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-28	-27	3,7
-	-	-	Deterioro pérdidas crediticias	-	-	-
56	54	3,7	Resultado de explotación	59	76	-22,4

4.3.4.2. Principales magnitudes

2T18	2T17	%		1S18	1S17	%
3.014	3.037	-0,8	Ventas distribución de gas (GWh)	5.222	5.166	1,1
1.508	1.667	-9,5	Ventas comercialización de gas a terceros (GWh)	3.102	3.404	-8,9
7.598	7.618	-0,3	ATR (GWh)	15.664	15.040	4,1
71	61	16,4	Red de distribución (km)	7.358	7.092	3,8
8	5	60,0	Incremento de puntos de suministro, en miles	12	9	33,3
8	5	60,0	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	614	593	3,5

Los puntos de suministro presentan un incremento interanual de 22 mil conexiones, destacando el aumento del segmento residencial-comercial (3,7%) e industrial (0,3%) respecto al primer semestre de 2017. En relación a las ventas de gas y ATR, el mayor incremento se observa en el segmento ATR (4,1%), seguido del industrial (4,1%), mientras que las ventas del segmento Generación eléctrica y residencial-comercial presentan un decrecimiento, en comparación del mismo período del ejercicio anterior, de 8,7% y 3,1% respectivamente.

4.4. Infraestructuras LatAm Norte

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

4.4.1. Distribución gas México

4.4.1.1. Resultados

2T18	2T17	%	(€ millones)	1S18	1S17	%
132	134	-1,5	Importe neto de la cifra de negocios	277	281	-1,4
-71	-74	-4,1	Aprovisionamientos	-159	-160	-0,6
-8	-7	14,3	Gastos de personal, neto	-16	-13	23,1
-12	-12	-	Otros gastos/ingresos	-24	-21	14,3
41	41	-	EBITDA	78	87	-10,3
-10	-8	25,0	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-20	-17	17,6
-5	-3	66,7	Deterioro pérdidas crediticias	-8	-6	-
26	30	-13,3	Resultado de explotación	50	64	-21,9

En el primer semestre de 2018, el EBITDA de México ascendió a €78 millones, presentando una variación de -€9 millones frente al año anterior debido fundamentalmente a la devaluación del peso mexicano.

4.4.1.2. Principales magnitudes

2T18	2T17	%		1S18	1S17	%
13.925	16.074	-13,4	Ventas actividad de gas (GWh)	27.343	28.787	-5,0
5.102	5.225	-2,4	Ventas de gas	10.379	10.843	-4,3
8.823	10.849	-18,7	ATR	16.964	17.944	-5,5
124	275	-54,9	Red de distribución (km)	22.204	21.385	3,8
10	31	-67,7	Incremento de puntos de suministro, en miles	31	58	-46,6
10	31	-67,7	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	1.804	1.716	5,1

Durante la primera parte del año, se llevó a cabo una revisión de la estrategia comercial dirigida a reenfocar esfuerzos hacia áreas de mayor rentabilidad como ciudad de México y algunas áreas de Monterrey. Esta estrategia ha provocado una disminución del ritmo de puestas en servicio, aunque consiguiendo unos clientes de mayor calidad.

Como parte de este reenfoque, también se han endurecido los criterios para mantener a aquellos clientes que presentan problemas de morosidad. Esto unido a la agresiva política de captación de los últimos años ha hecho incrementar el número de bajas de suministro en el periodo.

A cierre de junio 2018, se alcanzó un volumen total de clientes de 1.804 miles (1.802 miles de clientes doméstico-comerciales) con un incremento frente al mismo periodo de 2017 del 5,1% y un volumen de ventas de 27.343 GWh con una disminución del 5,0%, debido al comportamiento de los mercados de ATR e industrial. Las ventas al mercado doméstico-comercial, asociadas a un mayor margen unitario, han registrado un aumento del 7%.

La extensión de la red de distribución, afectada también por la nueva política comercial, se incrementó en un 3,8%, a un ritmo ligeramente inferior al crecimiento anual registrado el año anterior (4,2%).

4.4.2. Distribución electricidad Panamá

4.4.2.1. Resultados

2T18	2T17	%	(€ millones)	1S18	1S17	%
195	201	-3,0	Importe neto de la cifra de negocios	377	407	-7,4
-159	-160	-0,6	Aprovisionamientos	-305	-324	-5,9
-2	-3	-33,3	Gastos de personal, neto	-6	-6	-
-11	-13	-15,4	Otros gastos/ingresos	-21	-25	-16,0
23	25	-8,0	EBITDA	45	52	-13,5
-9	-8	12,5	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-17	-16	6,3
-1	-1	-	Deterioro pérdidas crediticias	-2	-2	-
13	16	-18,8	Resultado de explotación	26	34	-23,5

El EBITDA del primer semestre de 2018 del negocio de Panamá alcanzó los €45 millones con una disminución del 13,5% debido fundamentalmente a las mayores pérdidas de energía registradas en el período. Se espera que parte de este efecto pueda recuperarse en lo que queda del año.

4.4.2.2. Principales magnitudes

2T18	2T17	%		1S18	1S17	%
1.291	1.292	-0,1	Ventas actividad de electricidad (GWh)	2.545	2.527	0,7
1.233	1.263	-2,4	Ventas de electricidad	2.434	2.477	-1,7
58	29	100,0	ATR	111	50	122,0
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	656	628	4,5

Las ventas de electricidad presentan un ligero aumento frente al año anterior, aunque por debajo del incremento medio de los últimos años. En lo que va del ejercicio, se han registrado unos niveles de temperatura por debajo de la media histórica haciendo que el volumen de energía suministrada crezca por debajo de lo previsto.

El número de puntos de suministro crece a un ritmo 4,5% en línea con el crecimiento registrado el año anterior.

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 2018 hasta la fecha:

- Gas Natural Fenosa anuncia las fechas previstas de publicación de sus resultados financieros durante el año 2018 (comunicado el 10 de enero de 2018, número de registro 260533).
- Gas Natural SDG, S.A. remite información sobre la oferta de recompra de obligaciones (comunicado el 16 de enero de 2018, número de registro 260680).
- Gas Natural Fenosa cierra una emisión de bonos por importe de 850 millones de euros (comunicado el 16 de enero de 2018, número de registro 260729).
- Gas Natural Fenosa remite invitación a la presentación de resultados correspondientes al año 2017 (comunicado el 18 de enero de 2018, número de registro 260764).
- Gas Natural SDG, S.A. informa de los 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 Gas Natural Fenosa Finance B.V y garantizados por Gas Natural SDG, S.A. (comunicado el 23 de enero de 2018, número de registro 260925).
- Gas Natural SDG, S.A. informa de 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 Gas Natural Fenosa Finance B.V y garantizados por Gas Natural SDG, S.A. (comunicado el 23 de enero de 2018, número de registro 260940).
- Gas Natural Fenosa cierra una emisión de bonos por importe de €850 millones (comunicado el 29 de enero de 2018, número de registro 261074).
- Gas Natural Fenosa completa la venta de su participación del 100% en Nedgia, SpA y Gas Natural Italia, SpA, dentro del acuerdo de venta de sus sociedades y activos en Italia (comunicado el 1 de febrero de 2018, número de registro 261214).
- Gas Natural Fenosa comunica que adelanta a las 11.00h (CET) la presentación del día 7 de febrero de 2018 (comunicado el 2 de febrero de 2018, número de registro 261231).
- El consejo de administración de Gas Natural Fenosa nombra a D. Francisco Reynés Massanet Presidente ejecutivo del Consejo de Administración (comunicado el 6 de febrero de 2018, número de registro 261366).
- Gas Natural Fenosa remite informe de resultados del año 2017 (comunicado el 7 de febrero de 2018, número de registro 261373).
- Gas Natural Fenosa remite presentación de resultados del año 2017 (comunicado el 7 de febrero de 2018, número de registro 261378).
- Gas Natural SDG, S.A. remite información sobre los resultados del segundo semestre de 2017 (comunicado el 16 de febrero de 2018, número de registro 261659).
- Gas Natural SDG, S.A. remite el Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2017 (comunicado el 16 de febrero de 2018, número de registro 261660).
- Gas Natural SDG, S.A. remite el Informe Anual sobre remuneraciones de los consejeros del Ejercicio 2017 (comunicado el 16 de febrero de 2018, número de registro 261661).
- Repsol comunica el acuerdo con Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U., sociedad controlada por fondos asesorados por CVC, para la venta de un 20% del capital social de Gas Natural SDG, S.A. (comunicado el 22 de febrero de 2018, número de registro 261846).

- Corporación Financiera Alba remite detalles del acuerdo para la compra de una participación indirecta en Gas Natural Fenosa (comunicado el 22 de febrero de 2018, número de registro 261857).
- Gas Natural Fenosa completa la venta de su participación del 100% en Gas Natural Vendita Italia, SpA dentro del acuerdo de venta de sus sociedades y activos en Italia (comunicado el 22 de febrero de 2018, número de registro 261863).
- Gas Natural Fenosa anuncia cambios en el Consejo de Administración (comunicado el 22 de febrero de 2018, número de registro 261901).
- Gas Natural Fenosa anuncia cambios en el Consejo de Administración y sus Comisiones (comunicado el 6 de marzo de 2018, número de registro 262596).
- Gas Natural Fenosa informa de la puesta en marcha del Plan de Adquisición de acciones para empleados 2018 (comunicado el 14 de marzo de 2018, número de registro 262885).
- Gas Natural Fenosa anuncia las nuevas fechas previstas de publicación de sus resultados financieros durante el año 2018 (comunicado el 16 de marzo de 2018, número de registro 262971).
- Gas Natural Fenosa, a través de su filial Global Power Generation, acordó adquirir dos proyectos fotovoltaicos solares en Brasil (comunicado el 19 de marzo de 2018, número de registro 263050).
- Gas Natural Fenosa anuncia que ha completado la transacción del acuerdo de venta de la participación del 20% en la compañía Holding de Negocios de Gas, S.A. (comunicado el 19 de marzo de 2018, número de registro 263066).
- Repsol comunica información relativa al acuerdo alcanzado con Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U. para la venta de un 20% del capital social de Gas Natural SDG, S.A (comunicado el 23 de marzo de 2018, número de registro 263260).
- Gas Natural Fenosa publica la invitación a la presentación de los resultados del primer trimestre de 2018 (comunicado el 13 de abril de 2018, número de registro 264043).
- Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados del primer trimestre de 2018 (comunicado el 26 de abril de 2018, número de registro 264656).
- Gas Natural Fenosa remite la presentación de resultados del primer trimestre de 2018 (comunicado el 26 de abril de 2018, número de registro 264660).
- Gas Natural SDG, S.A. informa de cambios en la composición del Consejo de Administración (comunicado el 18 de mayo de 2018, número de registro 265800).
- Repsol comunica del cierre de la venta de un 20% del capital social de Gas Natural SDG, S.A. a Rioja Bidco Shareholdings, y exclusión de Repsol del acuerdo con Criteria Caixa y GIP III Canary 1 sobre Gas Natural SDG, S.A. (comunicado el 18 de mayo de 2018, número de registro 265805).
- Corporación Financiera Alba, S.A. informa de una compra de una participación indirecta en Gas Natural SDG, S.A. (comunicado el 18 de mayo de 2018, número de registro 265806).
- Corporación Financiera Alba, S.A. informa de un pacto parasocial entre Corporación Financiera Alba, S.A. y Rioja Investment, S.à r.l sociedad controlada por fondos asesorados por CVC (comunicado el 18 de mayo de 2018, número de registro 265818).
- El Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. en la sesión de hoy ha acordado convocar Junta General Ordinaria de Accionistas (comunicado el 21 de mayo de 2018, número de registro 265982).
- Gas Natural Fenosa remite la convocatoria de la Junta General Ordinaria de Accionistas para el miércoles, día 27 de junio de 2018 (comunicado el 25 de mayo de 2018, número de registro 266104).

- Gas Natural SDG, S.A. informa de la nueva estructura organizativa del grupo Gas Natural Fenosa (comunicado el 30 de mayo de 2018, número de registro 266273).
- Gas Natural Fenosa envía recordatorio de la fecha de presentación de su Plan Estratégico 2018-2022 que tendrá lugar el 28 de junio de 2018 en Londres (comunicado el 1 de junio de 2018, número de registro 266345).
- Gas Natural Fenosa informa de la venta del 41,9% restante de las acciones de Gas Natural ESP (Colombia Gas) (comunicado el 1 de junio de 2018, número de registro 266367).
- Gas Natural Fenosa informa del acuerdo suscrito con Sonatrach (comunicado el 14 de junio de 2018, número de registro 266807).
- Gas Natural Fenosa anuncia de los acuerdos para la venta de sus participaciones Kangra Coal en Sudáfrica e Iberáfrica en Kenya (comunicado el 27 de junio de 2018, número de registro 267193).
- Naturgy Energy Group, S.A. (antes denominada Gas Natural SDG, S.A.) informa de los Acuerdos de la Junta General Ordinaria de Accionistas y del Consejo de administración posterior celebrados hoy (comunicado el 27 de junio de 2018, número de registro 267229).
- Naturgy Energy Group, S.A. remite la presentación del Presidente ejecutivo empleada en la Junta General Ordinaria de Accionistas de la compañía celebrada hoy (comunicado el 27 de junio de 2018, número de registro 267241).
- Naturgy remite presentación del Presidente a inversores del Plan Estratégico (comunicado el 28 de junio de 2018, número de registro 267283).
- Naturgy adjunta nota de prensa sobre el nuevo Plan Estratégico (comunicado el 28 de junio de 2018, número de registro 267304).
- Naturgy presenta complemento al Hecho Relevante de 28 de junio de 2018 número 267283 relativo al Plan Estratégico de la compañía (comunicado el 18 de julio de 2018, número de registro 268005).
- Naturgy publica la invitación a la presentación de los resultados del primer semestre de 2018 (comunicado el 19 de julio de 2018, número de registro 268036).
- Naturgy comunica que el Consejo de Administración de Naturgy Energy Group, S.A. ha acordado el pago de un dividendo a cuenta de 0,28 euros por acción a cargo de los resultados del ejercicio 2018 que será liquidado el 31 de julio de 2018 (comunicado el 24 de julio de 2018, número de registro 268239).

Anexos. Tablas de resultados

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

Cuenta de resultados consolidada

(€ millones)	1S18	1S17
Importe neto de la cifra de negocios	12.176	11.569
Aprovisionamientos	-8.907	-8.263
Margen bruto	3.269	3.306
Otros ingresos de explotación	104	128
Gastos de personal	-464	-469
Tributos	-237	-225
Otros gastos de explotación	-668	-710
EBITDA	2.004	2.030
Otros resultados	-	-
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-5.165	-800
Deterioro pérdidas crediticias	-63	-58
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	-3.224	1.172
Resultado financiero	-306	-349
Resultado enajenación instrumentos financieros	-	-
Resultado de entidades método participación	-559	7
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	-4.089	830
Impuesto sobre beneficios	926	-183
Resultado operaciones interrumpidas	-15	64
Participaciones no dominantes	-103	-161
RESULTADO ATRIBUIBLE AL GRUPO	-3.281	550

Información económica por actividades

EBITDA

(€ millones)	1T18	2T18	3T18	4T18	2018
Gas & Electricidad	399	196	-	-	-
Comercialización gas, electricidad y servicios	81	-26			
GNL Internacional	156	77			
Generación Europa	93	73			
Generación Internacional (GPG)	69	72			
Infraestructuras EMEA	441	450	-	-	-
Distribución gas España	212	220			
Distribución electricidad España	157	159			
EMPL	72	71			
Infraestructuras LatAm Sur	136	226	-	-	-
Distribución gas Argentina	11	24			
Distribución electricidad Argentina	4	4			
Distribución gas Brasil	49	61			
Distribución y transmisión electricidad Chile	55	69			
Distribución y comercialización gas Chile	18	69			
Distribución gas Perú	-1	-1			
Infraestructuras LatAm Norte	59	64	-	-	-
Distribución gas México	37	41			
Distribución electricidad Panamá	22	23			
Resto	16	17			
TOTAL EBITDA	1.051	953	-	-	-

(€ millones)	1T17	2T17	3T17	4T17	2017
Gas & Electricidad	313	236	162	241	952
Comercialización gas, electricidad y servicios	-28	69	17	-47	11
GNL Internacional	110	53	25	104	292
Generación Europa	164	43	55	111	373
Generación Internacional (GPG)	67	71	65	73	276
Infraestructuras EMEA	442	437	451	437	1.767
Distribución gas España	223	210	233	220	886
Distribución electricidad España	141	157	154	147	599
EMPL	78	70	64	70	282
Infraestructuras LatAm Sur	167	240	255	175	837
Distribución gas Argentina	-7	24	22	6	45
Distribución electricidad Argentina	5	6	4	4	19
Distribución gas Brasil	56	70	78	75	279
Distribución y transmisión electricidad Chile	78	75	64	62	279
Distribución y comercialización gas Chile	36	67	88	29	220
Distribución gas Perú	-1	-2	-1	-1	-5
Infraestructuras LatAm Norte	73	66	67	64	270
Distribución gas México	46	41	43	38	168
Distribución electricidad Panamá	27	25	24	26	102
Resto	30	26	28	-7	77
TOTAL EBITDA	1.025	1.005	963	910	3.903

Inversiones materiales e intangibles

(€ millones)	1T18	2T18	3T18	4T18	2018
Gas & Electricidad	294	329	-	-	-
Comercialización gas, electricidad y servicios	6	29			
GNL Internacional	185	195			
Generación Europa	44	65			
Generación Internacional	59	40			
Infraestructuras EMEA	74	111	-	-	-
Distribución gas España	33	61			
Distribución electricidad España	41	49			
EMPL	-	1			
Infraestructuras LatAm Sur	122	116	-	-	-
Distribución gas Argentina	13	10			
Distribución electricidad Argentina	3	1			
Distribución gas Brasil	20	15			
Distribución y transmisión electricidad Chile	50	56			
Distribución y comercialización gas Chile	33	31			
Distribución gas Perú	3	3			
Infraestructuras LatAm Norte	38	42	-	-	-
Distribución gas México	16	19			
Distribución electricidad Panamá	22	23			
Resto	5	14			
Total inversiones materiales e intangibles	533	612	-	-	-

(€ millones)	1T17	2T17	3T17	4T17	2017
Gas & Electricidad	69	100	72	153	394
Comercialización gas, electricidad y servicios	7	18	15	8	48
GNL Internacional	-	-	-	-	-
Generación Europa	23	31	30	94	178
Generación Internacional	39	51	27	51	168
Infraestructuras EMEA	84	106	91	194	475
Distribución gas España	42	40	35	95	212
Distribución electricidad España	42	64	49	97	252
EMPL	-	2	7	2	11
Infraestructuras LatAm Sur	112	118	132	134	496
Distribución gas Argentina	8	7	11	11	37
Distribución electricidad Argentina	3	3	3	2	11
Distribución gas Brasil	24	25	28	43	120
Distribución y transmisión electricidad Chile	60	59	64	46	229
Distribución y comercialización gas Chile	15	22	19	24	80
Distribución gas Perú	2	2	7	8	19
Infraestructuras LatAm Norte	39	54	59	73	225
Distribución gas México	16	25	30	44	115
Distribución electricidad Panamá	23	29	29	29	110
Resto	16	39	32	105	192
Total inversiones materiales e intangibles	320	417	386	659	1.782

Inversión bruta mantenimiento y crecimiento

(€ millones)	1S18			Inversión bruta
	Mantenimiento	Crecimiento	Financieras	
Gas & Electricidad	76	547	35	658
Comercialización gas, electricidad y servicios	18	17	-	35
GNL Internacional	-	380	-	380
Generación Europa	30	79	-	109
Generación Internacional (GPG)	28	71	35	134
Infraestructuras EMEA	77	108	-	185
Distribución gas España	11	83	-	94
Distribución electricidad España	65	25	-	90
EMPL	1	-	-	1
Infraestructuras LatAm Sur	111	127	-	238
Distribución gas Argentina	15	7	-	22
Distribución electricidad Argentina	1	4	-	5
Distribución gas Brasil	14	21	-	35
Distribución y transmisión electricidad Chile	74	32	-	106
Distribución y comercialización gas Chile	7	57	-	64
Distribución gas Perú	-	6	-	6
Infraestructuras LatAm Norte	28	52	-	80
Distribución gas México	7	28	-	35
Distribución electricidad Panamá	21	24	-	45
Resto	17	2	-	19
Total inversiones	309	836	35	1.180

(€ millones)	1S17			Inversión bruta
	Mantenimiento	Crecimiento	Financieras	
Gas & Electricidad	55	114	14	183
Comercialización gas, electricidad y servicios	-	25	-	25
GNL Internacional	-	-	-	-
Generación Europa	39	15	14	68
Generación Internacional (GPG)	16	74	-	90
Infraestructuras EMEA	104	86	-	190
Distribución gas España	19	63	-	82
Distribución electricidad España	83	23	-	106
EMPL	2	-	-	2
Infraestructuras LatAm Sur	112	118	5	235
Distribución gas Argentina	12	3	-	15
Distribución electricidad Argentina	-	6	-	6
Distribución gas Brasil	26	23	-	49
Distribución y transmisión electricidad Chile	70	49	5	124
Distribución y comercialización gas Chile	4	33	-	37
Distribución gas Perú	-	4	-	4
Infraestructuras LatAm Norte	31	62	-	93
Distribución gas México	7	34	-	41
Distribución electricidad Panamá	24	28	-	52
Resto	42	13	8	63
Total inversiones	344	393	27	764

Balance de situación consolidado

(€ millones)	30/06/18	30/06/17
Activo no corriente	31.852	37.897
Inmovilizado intangible	7.958	10.538
Inmovilizado material	20.408	23.125
Inversiones método participación	855	1.548
Activos financieros no corrientes	1.111	1.787
Activos por impuesto diferido	1.520	899
Activo corriente	9.744	7.203
Activos no corrientes mantenidos para la venta	247	-
Existencias	628	751
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4.979	4.691
Otros activos financieros corrientes	398	306
Efectivo y medios líquidos equivalentes	3.492	1.455
TOTAL ACTIVO	41.596	45.100

(€ millones)	30/06/18	30/06/17
Patrimonio neto	15.220	18.246
Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante	11.442	14.609
Participaciones no dominantes	3.778	3.637
Pasivo no corriente	19.348	20.281
Ingresos diferidos	845	847
Provisiones no corrientes	1.155	1.236
Pasivos financieros no corrientes	13.711	14.485
Pasivos por impuesto diferido	2.081	2.454
Otros pasivos no corrientes	1.556	1.259
Pasivo corriente	7.028	6.573
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	90	-
Provisiones corrientes	118	132
Pasivos financieros corrientes	2.217	2.857
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	3.521	3.226
Otros pasivos corrientes	1.082	358
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	41.596	45.100

Estado de flujos de efectivo consolidado

(€ millones)	1S18	1S17
Flujos de efectivo de las actividades de explotación	1.244	1.148
Resultado antes de impuestos	-4.089	830
Ajustes del resultado	5.990	1.251
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	-454	-675
Cash flow operativo	1.447	1.406
Cambios en el capital corriente	-203	-258
Flujos de efectivo por actividades de inversión	191	-947
Pagos por inversiones	-959	-1.005
Cobros por desinversiones	1.121	34
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión	29	24
Flujos de efectivo por actividades de financiación	-1.164	-721
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio	1.493	-2
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	-2.284	140
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	-295	-805
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	-78	-54
Efecto de tipos de cambio sobre efectivo y medios líquidos equivalentes	17	-92
Otras variaciones de efectivo y equivalentes	-21	-
Variación neta de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	267	-612
Efectivo y medios líquidos equivalentes a inicio del período	3.225	2.067
Efectivo y medios líquidos equivalentes a fin del período	3.492	1.455

Glosario de términos

La información financiera de Naturgy 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
Inversiones netas	Inversiones materiales, intangibles y financieras – Cobros por desinversiones de inmovilizado material e intangible – Otros cobros/pagos de actividades de inversión
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

Capital Markets

Av. San Luis, 77

28033 Madrid

ESPAÑA

Teléfonos: +34 912 107 815

+34 934 025 897

e-mail:

ir@naturgy.com

Web:

www.naturgy.com