

ANEXO I

GENERAL

1er

INFORME FINANCIERO SEMESTRAL CORRESPONDIENTE AL AÑO

2018

FECHA DE CIERRE DEL PERIÓDO

30/06/2018

I. DATOS IDENTIFICATIVOS

Denominación Social: NATURGY ENERGY GROUP, S.A.

Domicilio Social: Avda. de San Luis, 77. 28033 Madrid

C.I.F.

A-08015497

II. INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA A LA INFORMACIÓN PERIÓDICA PREVIAMENTE PUBLICADA

Explicación de las principales modificaciones respecto a la información periódica previamente publicada (sólo se cumplimentará en los supuestos establecidos en el apartado B) de las instrucciones)

La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2017 se ha reexpresado reclasificando a operaciones interrumpidas los negocios de distribución y comercialización de gas en Italia, distribución de gas en Colombia, distribución eléctrica en Moldavia, generación en Kenia y minería en Sudáfrica en aplicación de la NIIF 5

III. DECLARACIÓN/(ES) DE LOS RESPONSABLES DE LA INFORMACIÓN

Hasta donde alcanza nuestro conocimiento, las cuentas anuales resumidas que se presentan, elaboradas con arreglo a los principios de contabilidad aplicables, ofrecen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados del emisor, o de las empresas comprendidas en la consolidación tomadas en su conjunto, y el informe de gestión intermedio incluye un análisis fiel de la información exigida.

Observaciones a la declaración/(es) anterior/(es):

Persona/(s) que asume/(n) la responsabilidad de esta información:

Nombre/Denominación social	Cargo
Francisco Reynés Massanet	Presidente ejecutivo
Ramón Adell Ramón	Consejero Coordinador
Enrique Alcántara-García Irazoqui	Consejero
Marcelino Armenter Vidal	Consejero
Francisco Bellí Creixell	Consejero
Helena Herrero Starkie	Consejero
Rajaram Rao	Consejero
Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U	Consejero
Claudi Santiago Ponsa	Consejero
Pedro Sainz De Baranda Riva	Consejero
Theatre Directorship Services Beta, S.à.r.l	Consejero
William Alan Woodburn	Consejero

Fecha de firma de este informe semestral por el órgano de administración correspondiente: 24-07-2018

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

1. BALANCE INDIVIDUAL (ELABORADO UTILIZANDO LA NORMATIVA CONTABLE EN VIGOR DE CARÁCTER NACIONAL)

Uds.: Miles de euros

ACTIVO		PERIODO ACTUAL 30/06/2018	PERIODO ANTERIOR 31/12/2017
A) ACTIVO NO CORRIENTE	0040	32.020.218	29.452.399
1. Inmovilizado intangible:	0030	72.141	113.818
a) Fondo de comercio	0031	67.905	108.648
b) Otro inmovilizado intangible	0032	4.236	5.170
2. Inmovilizado material	0033	145.323	150.963
3. Inversiones inmobiliarias	0034		
4. Inversiones en empresas del grupo y asociadas a largo plazo	0035	31.655.499	29.014.928
5. Inversiones financieras a largo plazo	0036	16.866	39.645
6. Activos por impuesto diferido	0037	130.389	133.045
7. Otros activos no corrientes	0038		
B) ACTIVO CORRIENTE	0085	4.422.553	4.513.990
1. Activos no corrientes mantenidos para la venta	0050		
2. Existencias	0055	174	182
3. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar:	0060	745.480	651.644
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	0061	546.272	467.261
b) Otros deudores	0062	172.584	155.592
c) Activos por impuesto corriente	0063	26.624	28.791
4. Inversiones en empresas del grupo y asociadas a corto plazo	0064	1.003.060	2.223.339
5. Inversiones financieras a corto plazo	0070	109.015	85.031
6. Periodificaciones a corto plazo	0071	630	1.150
7. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	0072	2.564.194	1.552.644
TOTAL ACTIVO (A + B)	0100	36.442.771	33.966.389

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

1. BALANCE INDIVIDUAL (ELABORADO UTILIZANDO LA NORMATIVA CONTABLE EN VIGOR DE CARÁCTER NACIONAL) (Cont.)

Uds.: Miles de euros

PASIVO Y PATRIMONIO NETO		PERIODO ACTUAL 30/06/2018	PERIODO ANTERIOR 31/12/2017
A) PATRIMONIO NETO (A.1 + A.2 + A.3)	0195	18.388.517	13.466.448
A.1) FONDOS PROPIOS	0180	18.399.516	13.473.324
1. Capital:	0171	1.000.689	1.000.689
a) Capital escriturado	0161	1.000.689	1.000.689
b) Menos: Capital no exigido	0162		
2. Prima de emisión	0172	3.807.736	3.807.736
3. Reservas	0173	7.994.202	7.971.529
4. Menos: Acciones y participaciones en patrimonio propias	0174		
5. Resultados de ejercicios anteriores	0178		
6. Otras aportaciones de socios	0179		
7. Resultado del ejercicio	0175	5.596.889	1.023.597
8. Menos: Dividendo a cuenta	0176		(330.227)
9. Otros instrumentos de patrimonio neto	0177		
A.2) AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR	0188	(10.999)	(6.876)
1. Activos financieros disponibles para la venta	0181		
2. Operaciones de cobertura	0182	(10.999)	(6.876)
3. Otros	0183		
A.3) SUBVENCIONES, DONACIONES Y LEGADOS RECIBIDOS	0194		
B) PASIVO NO CORRIENTE	0120	13.670.181	16.113.236
1. Provisiones a largo plazo	0115	474.713	465.359
2. Deudas a largo plazo:	0116	2.108.824	3.912.554
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	0131	2.054.766	3.850.380
b) Otros pasivos financieros	0132	54.058	62.174
3. Deudas con empresas del grupo y asociadas a largo plazo	0117	10.872.084	11.507.786
4. Pasivos por impuesto diferido	0118	213.684	226.563
5. Otros pasivos no corrientes	0135		
6. Periodificaciones a largo plazo	0119	876	974
C) PASIVO CORRIENTE	0130	4.384.073	4.386.705
1. Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	0121		
2. Provisiones a corto plazo	0122		
3. Deudas a corto plazo:	0123	1.125.612	327.276
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	0133	383.490	269.742
b) Otros pasivos financieros	0134	742.122	57.534
4. Deudas con empresas del grupo y asociadas a corto plazo	0129	2.466.394	3.307.125
5. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:	0124	791.615	751.813
a) Proveedores	0125	493.174	483.307
b) Otros acreedores	0126	283.489	268.095
c) Pasivos por impuesto corriente	0127	14.952	411
6. Otros pasivos corrientes	0136		
7. Periodificaciones a corto plazo	0128	452	491
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO (A + B + C)	0200	36.442.771	33.966.389

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

2. CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS INDIVIDUAL (ELABORADA UTILIZANDO LA NORMATIVA CONTABLE EN VIGOR DE CARÁCTER NACIONAL)

Uds.: Miles de euros

		PER. CORRIENTE ACTUAL (2º SEMESTRE)		PER. CORRIENTE ANTERIOR (2º SEMESTRE)		ACUMULADO ACTUAL 30/06/2018		ACUMULADO ANTERIOR 30/06/2017	
		Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%
(+) Importe neto de la cifra de negocios	0205					2.164.440	100,00	2.321.407	100,00
(+/-) Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación	0206								
(+) Trabajos realizados por la empresa para su activo	0207								
(-) Aprovisionamientos	0208					(1.584.739)	(73,22)	(1.498.598)	(64,56)
(+) Otros ingresos de explotación	0209					188.710	8,72	184.239	7,94
(-) Gastos de personal	0217					(122.044)	(5,64)	(108.653)	(4,68)
(-) Otros gastos de explotación	0210					(151.387)	(6,99)	(159.444)	(6,87)
(-) Amortización del inmovilizado	0211					(47.522)	(2,20)	(45.854)	(1,98)
(+) Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	0212								
(+) Excesos de provisiones	0213								
(+/-) Deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado	0214					5.449.434	251,77	6.845	0,29
(+/-) Otros resultados	0215								
= RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	0245					5.896.892	272,44	699.942	30,15
(+) Ingresos financieros	0250					13.663	0,63	14.029	0,60
(-) Gastos financieros	0251					(278.877)	(12,88)	(303.987)	(13,09)
(+/-) Variación de valor razonable en instrumentos financieros	0252					290	0,01	600	0,03
(+/-) Diferencias de cambio	0254					(403)	(0,02)	(321)	(0,01)
(+/-) Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	0255								
= RESULTADO FINANCIERO	0256					(265.327)	(12,26)	(289.679)	(12,48)
= RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	0265					5.631.565	260,19	410.263	17,67
(+/-) Impuesto sobre beneficios	0270					(34.676)	(1,60)	38.996	1,68
= RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	0280					5.596.889	258,58	449.259	19,35
(+/-) Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	0285								
= RESULTADO DEL EJERCICIO	0300					5.596.889	258,58	449.259	19,35

BENEFICIO POR ACCIÓN		Importe (X,XX euros)	Importe (X,XX euros)	Importe (X,XX euros)	Importe (X,XX euros)
Básico	0290			5,59	0,45
Diluido	0295				

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

3. ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO INDIVIDUAL

ESTADO DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS INDIVIDUAL (ELABORADO UTILIZANDO LA NORMATIVA CONTABLE EN VIGOR DE CARÁCTER NACIONAL)

Uds.: Miles de euros

		PERIODO ACTUAL 30/06/2018	PERIODO ANTERIOR 30/06/2017
A) RESULTADO DEL EJERCICIO (de la cuenta de pérdidas y ganancias)	0305	5.596.889	449.259
B) INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE AL PATRIMONIO NETO:	0310	(6.803)	(16.148)
1. Por valoración de instrumentos financieros:	0320		
a) Activos financieros disponibles para la venta	0321		
b) Otros ingresos/(gastos)	0323		
2. Por coberturas de flujos de efectivo	0330	(8.867)	(21.406)
3. Subvenciones, donaciones y legados recibidos	0340		
4. Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	0344	(204)	(124)
5. Resto de ingresos y gastos imputados directamente al patrimonio neto	0343		
6. Efecto impositivo	0345	2.268	5.382
C) TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS:	0350	2.527	3.293
1. Por valoración de instrumentos financieros:	0355		
a) Activos financieros disponibles para la venta	0356		
b) Otros ingresos/(gastos)	0358		
2. Por coberturas de flujos de efectivo	0360	3.370	4.390
3. Subvenciones, donaciones y legados recibidos	0366		
4. Resto de ingresos y gastos imputados directamente al patrimonio neto	0365		
5. Efecto impositivo	0370	(843)	(1.097)
TOTAL INGRESOS/(GASTOS) RECONOCIDOS (A + B + C)	0400	5.592.613	436.404

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

4. ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO INDIVIDUAL (1/2)

ESTADO TOTAL DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO INDIVIDUAL (ELABORADO UTILIZANDO LA NORMATIVA CONTABLE EN VIGOR DE CARÁCTER NACIONAL)

Uds.: Miles de euros

PERIODO ACTUAL		Fondos propios				Ajustes por cambios de valor	Subvenciones donaciones y legados recibidos	Total Patrimonio neto
		Capital	Prima de emisión y Reservas (1)	Acciones y particip. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio			
Saldo inicial al 01/01/2018	3010	1.000.689	11.449.038		1.023.597	(6.876)		13.466.448
Ajuste por cambios de criterio contable	3011							
Ajuste por errores	3012							
Saldo inicial ajustado	3015	1.000.689	11.449.038		1.023.597	(6.876)		13.466.448
I. Total ingresos/ (gastos) reconocidos	3020		(153)		5.596.889	(4.123)		5.592.613
II. Operaciones con socios o propietarios	3025		(670.544)					(670.544)
1. Aumentos/ (Reducciones) de capital	3026							
2. Conversión de pasivos financieros en patrimonio neto	3027							
3. Distribución de dividendos	3028		(670.462)					(670.462)
4. Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	3029		(82)					(82)
5. Incrementos/ (Reducciones) por combinaciones de negocios	3030							
6. Otras operaciones con socios o propietarios	3032							
III. Otras variaciones de patrimonio neto	3035		1.023.597		(1.023.597)			
1. Pagos basados en instrumentos de patrimonio	3036							
2. Traspasos entre partidas de patrimonio neto	3037							
3. Otras variaciones	3038		1.023.597		(1.023.597)			
Saldo final al 30/06/2018	3040	1.000.689	11.801.938		5.596.889	(10.999)		18.388.517

(1) La columna **Prima de emisión y Reservas**, a efectos de cumplimentar éste estado, engloba los siguientes epígrafes del patrimonio neto del Balance: 2.Prima de emisión, 3.Reservas, 5.Resultados de ejercicios anteriores, 6.Otras aportaciones de socios y 8.Menos: *Dividendo a cuenta*

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

4. ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO INDIVIDUAL (2/2)

ESTADO TOTAL DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO INDIVIDUAL (ELABORADO UTILIZANDO LA NORMATIVA CONTABLE EN VIGOR DE CARÁCTER NACIONAL)

Uds.: Miles de euros

PERIODO ANTERIOR		Fondos propios					Ajustes por cambios de valor	Subvenciones donaciones y legados recibidos	Total Patrimonio neto
		Capital	Prima de emisión y Reservas (1)	Acciones y particip. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio	Otros instrumentos de patrimonio neto			
Saldo inicial al 01/01/2017 (periodo comparativo)	3050	1.000.689	11.376.098	(13.308)	1.067.263		13.016		13.443.758
Ajuste por cambios de criterio contable	3051								
Ajuste por errores	3052								
Saldo inicial ajustado (periodo comparativo)	3055	1.000.689	11.376.098	(13.308)	1.067.263		13.016		13.443.758
I. Total ingresos/ (gastos) reconocidos	3060		(93)		449.259		(12.762)		436.404
II. Operaciones con socios o propietarios	3065		(669.913)	5.421					(664.492)
1. Aumentos/ (Reducciones) de capital	3066								
2. Conversión de pasivos financieros en patrimonio neto	3067								
3. Distribución de dividendos	3068		(670.462)						(670.462)
4. Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	3069		549	5.421					5.970
5. Incrementos/ (Reducciones) por combinaciones de negocios	3070								
6. Otras operaciones con socios o propietarios	3072								
III. Otras variaciones de patrimonio neto	3075		1.067.263		(1.067.263)				
1. Pagos basados en instrumentos de patrimonio	3076								
2. Traspasos entre partidas de patrimonio neto	3077								
3. Otras variaciones	3078		1.067.263		(1.067.263)				
Saldo final al 30/06/2017 (periodo comparativo)	3080	1.000.689	11.773.355	(7.887)	449.259		254		13.215.670

(1) La columna **Prima de emisión y Reservas**, a efectos de cumplimentar éste estado, engloba los siguientes epígrafes del patrimonio neto del Balance: 2.Prima de emisión, 3.Reservas, 5.Resultados de ejercicios anteriores, 6.Otras aportaciones de socios y 8.Menos: *Dividendo a cuenta*

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

5. ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO INDIVIDUAL (ELABORADO UTILIZANDO LA NORMATIVA CONTABLE EN VIGOR DE CARÁCTER NACIONAL)

Uds.: Miles de euros

		PERIODO ACTUAL 30/06/2018	PERIODO ANTERIOR 30/06/2017
A) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN (1 + 2 + 3 + 4)	0435	1.288.938	197.915
1. Resultado antes de impuestos	0405	5.631.565	410.263
2. Ajustes del resultado:	0410	(5.710.478)	(499.474)
(+) Amortización del inmovilizado	0411	47.522	45.854
(+/-) Otros ajustes del resultado (netos)	0412	(5.758.000)	(545.328)
3. Cambios en el capital corriente	0415	(144.517)	2.375
4. Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	0420	1.512.368	284.751
(-) Pagos de intereses	0421	(356.843)	(438.224)
(+) Cobros de dividendos	0422	1.570.258	437.919
(+) Cobros de intereses	0423	258.452	242.047
(+/-) Cobros/(pagos) por impuesto sobre beneficios	0430	40.501	43.009
(+/-) Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	0425		
B) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN (1 + 2)	0460	2.850.500	217.734
1. Pagos por inversiones:	0440	(13.640.388)	(103.406)
(-) Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	0441	(13.627.755)	(92.405)
(-) Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	0442	(6.562)	(7.261)
(-) Otros activos financieros	0443	(6.071)	(3.740)
(-) Otros activos	0444		
2. Cobros por desinversiones:	0450	16.490.888	321.140
(+) Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	0451	16.473.902	317.915
(+) Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	0452	1.487	201
(+) Otros activos financieros	0453	15.499	3.024
(+) Otros activos	0454		
C) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN (1 + 2 + 3)	0490	(3.127.888)	(616.605)
1. Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	0470	(286)	5.847
(+) Emisión	0471		
(-) Amortización	0472		426
(-) Adquisición	0473		5.421
(+) Enajenación	0474	(286)	
(+) Subvenciones, donaciones y legados recibidos	0475		
2. Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	0480	(3.127.602)	48.010
(+) Emisión	0481	4.097.589	3.997.617
(-) Devolución y amortización	0482	(7.225.191)	(3.949.607)
3. Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	0485		(670.462)
D) EFECTO DE LAS VARIACIONES DE LOS TIPOS DE CAMBIO	0492		
E) AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES (A + B + C + D)	0495	1.011.550	(200.956)
F) EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL INICIO DEL PERIODO	0499	1.552.644	502.495
G) EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO (E + F)	0500	2.564.194	301.539

COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO		PERIODO ACTUAL 30/06/2018	PERIODO ANTERIOR 30/06/2017
(+) Caja y bancos	0550	1.965.282	301.539
(+) Otros activos financieros	0552	598.912	
(-) Menos: Descubiertos bancarios reintegrables a la vista	0553		
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	0600	2.564.194	301.539

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

6. BALANCE CONSOLIDADO (NIIF ADOPTADAS) (1/2)

Uds.: Miles de euros

ACTIVO		PERIODO ACTUAL 30/06/2018	PERIODO ANTERIOR 31/12/2017
A) ACTIVO NO CORRIENTE	1040	31.851.900	36.238.693
1. Inmovilizado intangible:	1030	7.957.975	9.920.490
a) Fondo de comercio	1031	3.219.820	4.759.560
b) Otro inmovilizado intangible	1032	4.738.155	5.160.930
2. Inmovilizado material	1033	20.407.511	22.653.883
3. Inversiones inmobiliarias	1034		
4. Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	1035	855.197	1.499.792
5. Activos financieros no corrientes	1036	1.111.165	1.315.167
6. Activos por impuesto diferido	1037	1.520.052	849.361
7. Otros activos no corrientes	1038		
B) ACTIVO CORRIENTE	1085	9.744.501	11.083.472
1. Activos no corrientes mantenidos para la venta	1050	247.110	1.681.500
2. Existencias	1055	628.384	720.434
3. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar:	1060	4.978.825	4.994.464
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	1061	4.258.746	4.347.460
b) Otros deudores	1062	477.196	468.874
c) Activos por impuesto corriente	1063	242.883	178.130
4. Otros activos financieros corrientes	1070	397.940	461.974
5. Otros activos corrientes	1075		
6. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1072	3.492.242	3.225.100
TOTAL ACTIVO (A + B)	1100	41.596.401	47.322.165

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA
6. BALANCE CONSOLIDADO (NIIF ADOPTADAS) (2/2)

Uds.: Miles de euros

PASIVO Y PATRIMONIO NETO		PERIODO ACTUAL 30/06/2018	PERIODO ANTERIOR 31/12/2017
A) PATRIMONIO NETO (A.1 + A.2 + A.3)	1195	15.220.798	18.305.594
A.1) FONDOS PROPIOS	1180	12.811.095	15.734.365
1. Capital	1171	1.000.689	1.000.689
a) Capital escriturado	1161	1.000.689	1.000.689
b) Menos: Capital no exigido	1162		
2. Prima de emisión	1172	3.807.736	3.807.736
3. Reservas	1173	11.289.466	9.904.508
4. Menos: Acciones y participaciones en patrimonio propias	1174	(5.677)	(8.827)
5. Resultados de ejercicios anteriores	1178		
6. Otras aportaciones de socios	1179		
7. Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	1175	(3.281.119)	1.360.486
8. Menos: Dividendo a cuenta	1176		(330.227)
9. Otros instrumentos de patrimonio neto	1177		
A.2) OTRO RESULTADO GLOBAL ACUMULADO	1188	(1.368.683)	(1.000.024)
1. Partidas que no se reclasifican al resultado del ejercicio	1186		
2. Partidas que pueden reclasificarse posteriormente al resultado del ejercicio	1187	(1.368.683)	(1.000.024)
a) Activos financieros disponibles para la venta	1181	(219.618)	(45.135)
b) Operaciones de cobertura	1182	(82.587)	(56.029)
c) Diferencias de conversión	1184	(1.066.478)	(898.860)
d) Otros	1183		
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE (A.1 + A.2)	1189	11.442.412	14.734.341
A.3) INTERESES MINORITARIOS	1193	3.778.386	3.571.253
B) PASIVO NO CORRIENTE	1120	19.348.836	21.408.886
1. Subvenciones	1117	845.376	841.701
2. Provisiones no corrientes	1115	1.155.497	1.128.796
3. Pasivos financieros no corrientes:	1116	13.711.464	15.916.344
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	1131	13.711.464	15.913.557
b) Otros pasivos financieros	1132		2.787
4. Pasivos por impuesto diferido	1118	2.080.911	2.312.442
5. Otros pasivos no corrientes	1135	1.555.588	1.209.603
C) PASIVO CORRIENTE	1130	7.026.767	7.607.685
1. Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	1121	90.257	621.294
2. Provisiones corrientes	1122	118.339	183.395
3. Pasivos financieros corrientes:	1123	2.216.228	2.543.409
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	1133	2.163.557	2.477.607
b) Otros pasivos financieros	1134	52.671	65.802
4. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:	1124	3.520.465	3.918.881
a) Proveedores	1125	2.722.068	2.884.765
b) Otros acreedores	1126	766.889	887.328
c) Pasivos por impuesto corriente	1127	31.508	146.788
5. Otros pasivos corrientes	1136	1.081.478	340.706
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO (A + B + C)	1200	41.596.401	47.322.165

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

7. CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADA (NIIF ADOPTADAS)

Uds.: Miles de euros

		PER. CORRIENTE ACTUAL (2º SEMESTRE)		PER. CORRIENTE ANTERIOR (2º SEMESTRE)		ACUMULADO ACTUAL 30/06/2018		ACUMULADO ANTERIOR 30/06/2017	
		Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%
(+) Importe neto de la cifra de negocios	1205					12.176.171	100,00	11.569.150	100,00
(+/-) Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación	1206								
(+) Trabajos realizados por la empresa para su activo	1207								
(-) Aprovisionamientos	1208					(8.907.496)	(73,16)	(8.262.968)	(71,42)
(+) Otros ingresos de explotación	1209					83.566	0,69	106.871	0,92
(-) Gastos de personal	1217					(463.524)	(3,81)	(469.316)	(4,06)
(-) Otros gastos de explotación	1210					(968.945)	(7,96)	(992.622)	(8,58)
(-) Amortización del inmovilizado	1211					(831.274)	(6,83)	(799.837)	(6,91)
(+) Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	1212					20.927	0,17	21.485	0,19
(+/-) Deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado	1214					(4.333.200)	(35,59)		
(+/-) Otros resultados	1215								
= RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1245					(3.223.775)	(26,48)	1.172.763	10,14
(+) Ingresos financieros	1250					56.309	0,46	57.186	0,49
(-) Gastos financieros	1251					(362.203)	(2,97)	(403.826)	(3,49)
(+/-) Variación de valor razonable en instrumentos financieros	1252					(990)	(0,01)	(100)	0,00
(+/-) Diferencias de cambio	1254					1.033	0,01	(2.410)	(0,02)
(+/-) Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	1255								
= RESULTADO FINANCIERO	1256					(305.851)	(2,51)	(349.150)	(3,02)
(+/-) Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	1253					(559.393)	(4,59)	6.541	0,06
= RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1265					(4.089.019)	(33,58)	830.154	7,18
(+/-) Impuesto sobre beneficios	1270					926.080	7,61	(183.125)	(1,58)
= RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	1280					(3.162.939)	(25,98)	647.029	5,59
(+/-) Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	1285					(14.879)	(0,12)	64.336	0,56
= RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1288					(3.177.818)	(26,10)	711.365	6,15
a) Resultado atribuido a la entidad dominante	1300					(3.281.119)	(26,95)	549.976	4,75
b) Resultado atribuido a intereses minoritarios	1289					103.301	0,85	161.389	1,39
BENEFICIO POR ACCIÓN		Importe (X,XX euros)		Importe (X,XX euros)		Importe (X,XX euros)		Importe (X,XX euros)	
Básico	1290						(3,30)		0,50
Diluido	1295						(3,28)		0,55

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

8. ESTADO DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS CONSOLIDADO (NIIF ADOPTADAS)

Uds.: Miles de euros

		PERIODO ACTUAL 30/06/2018	PERIODO ANTERIOR 30/06/2017
A) RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO (de la cuenta de pérdidas y ganancias)	1305	(3.177.818)	711.365
B) OTRO RESULTADO GLOBAL – PARTIDAS QUE NO SE RECLASIFICAN AL RESULTADO DEL PERIODO:	1310	(1.298)	(2.244)
1. Por revalorización/(reversión de la revalorización) del inmovilizado material y de activos intangibles	1311		
2. Por ganancias y pérdidas actuariales	1344	(1.731)	(2.992)
3. Participación en otro resultado global reconocidos por las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	1342		
4. Resto de ingresos y gastos que no se reclasifican al resultado del periodo	1343		
5. Efecto impositivo	1345	433	748
C) OTRO RESULTADO GLOBAL – PARTIDAS QUE PUEDEN RECLASIFICARSE POSTERIORMENTE AL RESULTADO DEL PERIODO:	1350	(401.746)	(633.715)
1. Activos financieros disponibles para la venta:	1355	(163.751)	6.828
a) Ganancias/(Pérdidas) por valoración	1356	(163.751)	6.828
b) Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	1357		
c) Otras reclasificaciones	1358		
2. Coberturas de los flujos de efectivo:	1360	(46.181)	(62.113)
a) Ganancias/(Pérdidas) por valoración	1361	(118.935)	(53.221)
b) Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	1362	72.754	(8.892)
c) Importes transferidos al valor inicial de las partidas cubiertas	1363		
d) Otras reclasificaciones	1364		
3. Diferencias de conversión:	1365	(212.415)	(551.743)
a) Ganancias/(Pérdidas) por valoración	1366	(212.415)	(551.743)
b) Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	1367		
c) Otras reclasificaciones	1368		
4. Participación en otro resultado global reconocidos por las inversiones en negocios conjuntos y asociadas:	1370	3.750	(40.754)
a) Ganancias/(Pérdidas) por valoración	1371	3.750	(42.132)
b) Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	1372		1.378
c) Otras reclasificaciones	1373		
5. Resto de ingresos y gastos que pueden reclasificarse posteriormente al resultado del periodo	1375		
a) Ganancias/(Pérdidas) por valoración	1376		
b) Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	1377		
c) Otras reclasificaciones	1378		
6. Efecto impositivo	1380	16.851	14.067
RESULTADO GLOBAL TOTAL DEL EJERCICIO (A + B + C)	1400	(3.580.862)	75.406
a) Atribuidos a la entidad dominante	1398	(3.636.560)	54.906
b) Atribuidos a intereses minoritarios	1399	55.698	20.500

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

9. ESTADO TOTAL DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO (NIIF ADOPTADAS) (1/2)

Uds.: Miles de euros

PERIODO ACTUAL		Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante						Intereses minoritarios	Total Patrimonio neto
		Fondos propios					Ajustes por cambios de valor		
		Capital	Prima de emisión y Reservas (1)	Acciones y particip. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Otros instrumentos de patrimonio neto			
Saldo inicial al 01/01/2018	3110	1.000.689	13.382.017	(8.827)	1.360.486		(1.000.024)	3.571.253	18.305.594
Ajuste por cambios de criterio contable	3111		10.609				(14.411)	(13.629)	(17.431)
Ajuste por errores	3112								
Saldo inicial ajustado	3115	1.000.689	13.392.626	(8.827)	1.360.486		(1.014.435)	3.557.624	18.288.163
I. Total ingresos/ (gastos) reconocidos	3120		(1.193)		(3.281.119)		(354.248)	55.698	(3.580.862)
II. Operaciones con socios o propietarios	3125		1.705.769	3.150	(1.360.486)			182.858	531.291
1. Aumentos/ (Reducciones) de capital	3126								
2. Conversión de pasivos financieros en patrimonio neto	3127								
3. Distribución de dividendos	3128		690.024		(1.360.486)			(270.104)	(940.566)
4. Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	3129			3.150				(5.038)	(1.888)
5. Incrementos/ (Reducciones) por combinaciones de negocios	3130								
6. Otras operaciones con socios o propietarios	3132		1.015.745					458.000	1.473.745
III. Otras variaciones de patrimonio neto	3135							(17.794)	(17.794)
1. Pagos basados en instrumentos de patrimonio	3136								
2. Traspasos entre partidas de patrimonio neto	3137								
3. Otras variaciones	3138							(17.794)	(17.794)
Saldo final al 30/06/2018	3140	1.000.689	15.097.202	(5.677)	(3.281.119)		(1.368.683)	3.778.386	15.220.798

(1) La columna **Prima de emisión y Reservas**, a efectos de cumplimentar éste estado, engloba los siguientes epígrafes del patrimonio neto del Balance: 2.Prima de emisión, 3.Reservas, 5.Resultados de ejercicios anteriores, 6.Otras aportaciones de socios y 8.Menos: *Dividendo a cuenta*

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

9. ESTADO TOTAL DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO (NIIF ADOPTADAS) (2/2)

Uds.: Miles de euros

PERIODO ANTERIOR		Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante						Intereses minoritarios	Total Patrimonio neto
		Fondos propios					Ajustes por cambios de valor		
		Capital	Prima de emisión y Reservas (1)	Acciones y particip. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Otros instrumentos de patrimonio neto			
Saldo inicial al 01/01/2017 (periodo comparativo)	3150	1.000.689	13.027.745	(21.378)	1.347.182		(129.410)	3.780.511	19.005.339
Ajuste por cambios de criterio contable	3151								
Ajuste por errores	3152								
Saldo inicial ajustado (periodo comparativo)	3155	1.000.689	13.027.745	(21.378)	1.347.182		(129.410)	3.780.511	19.005.339
I. Total ingresos/ (gastos) reconocidos	3160		(2.162)		549.976		(492.908)	20.500	75.406
II. Operaciones con socios o propietarios	3165		675.748	(68)	(1.347.182)			(147.296)	(818.798)
1. Aumentos/ (Reducciones) de capital	3166								
2. Conversión de pasivos financieros en patrimonio neto	3167								
3. Distribución de dividendos	3168		675.748		(1.347.182)			(147.296)	(818.730)
4. Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	3169								
5. Incrementos/ (Reducciones) por combinaciones de negocios	3170								
6. Otras operaciones con socios o propietarios	3172			(68)					(68)
III. Otras variaciones de patrimonio neto	3175		450					(16.533)	(16.083)
1. Pagos basados en instrumentos de patrimonio	3176								
2. Traspasos entre partidas de patrimonio neto	3177								
3. Otras variaciones	3178		450					(16.533)	(16.083)
Saldo final al 30/06/2017 (periodo comparativo)	3180	1.000.689	13.701.781	(21.446)	549.976		(622.318)	3.637.182	18.245.864

(1) La columna **Prima de emisión y Reservas**, a efectos de cumplimentar éste estado, engloba los siguientes epígrafes del patrimonio neto del Balance: 2.Prima de emisión, 3.Reservas, 5.Resultados de ejercicios anteriores, 6.Otras aportaciones de socios y 8.Menos: *Dividendo a cuenta*

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

10. A. ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO (MÉTODO INDIRECTO) (NIIF ADOPTADAS)

Uds.: Miles de euros

		PERIODO ACTUAL 30/06/2018	PERIODO ANTERIOR 30/06/2017
A) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN (1 + 2 + 3 + 4)	1435	1.243.879	1.148.388
1. Resultado antes de impuestos	1405	(4.089.019)	830.154
2. Ajustes del resultado:	1410	5.989.875	1.250.585
(+) Amortización del inmovilizado	1411	5.164.474	842.837
(+/-) Otros ajustes del resultado (netos)	1412	825.401	407.748
3. Cambios en el capital corriente	1415	(202.543)	(257.559)
4. Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	1420	(454.434)	(674.792)
(-) Pagos de intereses	1421	(416.704)	(490.289)
(-) Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	1430		
(+) Cobros de dividendos	1422	81.532	21.409
(+) Cobros de intereses	1423	9.860	15.438
(+/-) Cobros/(Pagos) por impuesto sobre beneficios	1424	(129.122)	(221.350)
(+/-) Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	1425		
B) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN (1 + 2 + 3)	1460	191.268	(946.507)
1. Pagos por inversiones:	1440	(958.804)	(1.005.019)
(-) Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	1441	(27.000)	(14.489)
(-) Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	1442	(897.930)	(944.900)
(-) Otros activos financieros	1443	(33.874)	(45.630)
(-) Otros activos	1444		
2. Cobros por desinversiones:	1450	1.120.809	34.222
(+) Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	1451	1.080.000	
(+) Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	1452	5.102	
(+) Otros activos financieros	1453	35.707	34.222
(+) Otros activos	1454		
3. Otros flujos de efectivo de actividades de inversión	1455	29.263	24.290
(+) Cobros de dividendos	1456		
(+) Cobros de intereses	1457		
(+/-) Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión	1458	29.263	24.290
C) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN (1 + 2 + 3 + 4)	1490	(1.164.122)	(721.344)
1. Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	1470	1.493.029	(1.876)
(+) Emisión	1471	1.493.029	
(-) Amortización	1472		
(-) Adquisición	1473		(1.876)
(+) Enajenación	1474		
2. Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	1480	(2.284.272)	139.846
(+) Emisión	1481	6.742.100	3.956.020
(-) Devolución y amortización	1482	(9.026.372)	(3.816.174)
3. Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	1485	(294.533)	(805.219)
4. Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	1486	(78.346)	(54.095)
(-) Pagos de intereses	1487		
(+/-) Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	1488	(78.346)	(54.095)
D) EFECTO DE LAS VARIACIONES DE LOS TIPOS DE CAMBIO	1492	(3.883)	(92.364)
E) AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES (A + B + C + D)	1495	267.142	(611.827)
F) EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL INICIO DEL PERIODO	1499	3.225.100	2.066.803
G) EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO (E + F)	1500	3.492.242	1.454.976

COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO

		PERIODO ACTUAL 30/06/2018	PERIODO ANTERIOR 30/06/2017
(+) Caja y bancos	1550	2.520.520	624.775
(+) Otros activos financieros	1552	971.722	830.201
(-) Menos: Descubiertos bancarios reintegrables a la vista	1553		
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	1600	3.492.242	1.454.976

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

10. B. ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO (MÉTODO DIRECTO) (NIIF ADOPTADAS)

Uds.: Miles de euros

		PERIODO ACTUAL 30/06/2018	PERIODO ANTERIOR 30/06/2017
A) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN		8435	
(+) Cobros de explotación		8410	
(-) Pagos a proveedores y al personal por gastos de explotación		8411	
(-) Pagos de intereses		8421	
(-) Pagos de dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio		8422	
(+) Cobros de dividendos		8430	
(+) Cobros de intereses		8423	
(+/-) Cobros/(Pagos) por impuesto sobre beneficios		8424	
(+/-) Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación		8425	
B) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN (1 + 2 + 3)		8460	
1. Pagos por inversiones:		8440	
(-) Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio		8441	
(-) Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		8442	
(-) Otros activos financieros		8443	
(-) Otros activos		8444	
2. Cobros por desinversiones:		8450	
(+) Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio		8451	
(+) Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		8452	
(+) Otros activos financieros		8453	
(+) Otros activos		8454	
3. Otros flujos de efectivo de actividades de inversión		8455	
(+) Cobros de dividendos		8456	
(+) Cobros de intereses		8457	
(+/-) Otros flujos de actividades de inversión		8458	
C) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN (1 + 2 + 3 + 4)		8490	
1. Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:		8470	
(+) Emisión		8471	
(-) Amortización		8472	
(-) Adquisición		8473	
(+) Enajenación		8474	
2. Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:		8480	
(+) Emisión		8481	
(-) Devolución y amortización		8482	
3. Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio		8485	
4. Otros flujos de efectivo de actividades de financiación		8486	
(-) Pagos de intereses		8487	
(+/-) Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación		8488	
D) EFECTO DE LAS VARIACIONES DE LOS TIPOS DE CAMBIO		8492	
E) AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES (A + B + C + D)		8495	
F) EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL INICIO DEL PERIODO		8499	
G) EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO (E + F)		8500	
COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO			
		PERIODO ACTUAL 30/06/2018	PERIODO ANTERIOR 30/06/2017
(+) Caja y bancos		8550	
(+) Otros activos financieros		8552	
(-) Menos: Descubiertos bancarios reintegrables a la vista		8553	
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO		8600	

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

11. CAMBIOS EN LA COMPOSICIÓN DEL GRUPO

Tabla 1:

COMBINACIONES DE NEGOCIOS U OTRAS ADQUISICIONES O AUMENTO DE PARTICIPACIÓN EN ENTIDADES DEPENDIENTES, NEGOCIOS CONJUNTOS Y/O INVERSIONES EN ASOCIADAS (PERIODO ACTUAL)						
Denominación de la entidad (o rama de actividad) adquirida o fusionada	Categoría	Fecha efectiva de la operación (dd-mm-aaaa)	Coste (neto) de la combinación (a)+ (b) (miles de euros)		% de derechos de voto adquiridos	% de derechos de voto totales en la entidad con posterioridad a la adquisición
			Importe (neto) pagado en la adquisición + otros costes directamente atribuibles a la combinación (a)	Valor razonable de los instrumentos de patrimonio neto emitidos para la adquisición de la entidad (b)		
Compañía General de Electricidad, S.A.	Dependiente	01-02-2018	0	0	0,29	97,27
Guimarania I Solar Spe Ltda.	Dependiente	16-03-2018	0	0	100,00	100,00
Guimarania II Solar Spe Ltda.	Dependiente	16-03-2018	0	0	100,00	100,00
Global Power Generation Brasil Geração de Energia Ltda.	Dependiente	03-04-2018	0	0	100,00	100,00
Tratamiento Cinca Medio, S.L En liquidación	Dependiente	05-04-2018	0	0	10,00	90,00
Tratamiento Almazán, S.L, En liquidación	Dependiente	05-04-2018	0	0	10,00	100,00
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L En liquidación	Dependiente	05-04-2018	0	0	5,00	65,00
Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L. En liquidación	Dependiente	05-04-2018	0	0	5,60	100,00

Tabla 2:

DISMINUCIÓN DE PARTICIPACIONES EN ENTIDADES DEPENDIENTES, NEGOCIOS CONJUNTOS Y/O INVERSIONES EN ASOCIADAS U OTRAS OPERACIONES DE NATURALEZA SIMILAR (PERIODO ACTUAL)					
Denominación de la entidad (o rama de actividad) enajenado, escindido o dado de baja	Categoría	Fecha efectiva de la operación (dd-mm-aaaa)	% de derechos de voto enajenados o dados de baja	% de derechos de voto totales en la entidad con posterioridad a la enajenación	Beneficio/(Pérdida) generado (miles de euros)
Gas Natural Italia S.P.A.	Dependiente	22-02-2018	100,00	0,00	0
Gas Natural del Oriente, S.A. ESP	Dependiente	01-06-2018	54,50	0,00	0
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP	Dependiente	01-06-2018	77,45	0,00	0
Gas Natural Servicios, S.A.S.	Dependiente	01-06-2018	100,00	0,00	0
Gas Natural del Cesar, S.A. ESP	Dependiente	01-06-2018	62,22	0,00	0
Compañía General de Electricidad, S.A.	Dependiente	30-06-2018	1,50	95,80	0
Nedgia, S.P.A.	Dependiente	22-02-2018	100,00	0,00	188.000
Gas Natural Vendita Italia, S.P.A.	Dependiente	22-02-2018	100,00	0,00	0
Cilento Reti Gas, S.R.L.	Dependiente	22-02-2018	60,00	0,00	0
Holding de Negocios de Gas, S.A.	Dependiente	19-03-2018	20,00	80,00	0
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd. en liquidación	Dependiente	16-04-2018	56,70	0,00	0
Societat Eòlica de l'Enderrocada, S.A.	Dependiente	10-05-2018	0,18	79,82	0
Serviconfort Colombia, S.A.S.	Dependiente	01-06-2018	100,00	0,00	0
Gas Natural, S.A. ESP	Dependiente	01-06-2018	41,89	0,00	0

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

12. DIVIDENDOS PAGADOS

		PERIODO ACTUAL			PERIODO ANTERIOR		
		% sobre Nominal	Euros por acción (X,XX)	Importe (miles de euros)	% sobre Nominal	Euros por acción (X,XX)	Importe (miles de euros)
Acciones ordinarias	2158	0,00	0,00	0	67,00	0,67	670.462
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc)	2159						
Dividendos totales pagados	2160	0,00	0,00	0	67,00	0,67	670.462
a) Dividendos con cargo a resultados	2155	0,00	0,00	0	67,00	0,67	670.462
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	2156						
c) Dividendos en especie	2157						

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

13. DESGLOSE DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR NATURALEZA Y CATEGORÍA (1/2)

Uds.: Miles de euros

ACTIVOS FINANCIEROS: NATURALEZA/CATEGORÍA		PERIODO ACTUAL					
		Activos financieros mantenidos para negociar	Otros activos financieros a VR con cambios en PYG	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura
Instrumentos de patrimonio	2061						
Valores representativos de deuda	2062						
Derivados	2063						
Otros activos financieros	2064						
Largo plazo/ no corrientes	2065						
Instrumentos de patrimonio	2066						
Valores representativos de la deuda	2067						
Derivados	2068						
Otros activos financieros	2069						
Corto plazo/ corrientes	2070						
TOTAL INDIVIDUAL	2075						
Instrumentos de patrimonio	2161						
Valores representativos de deuda	2162						
Derivados	2163						
Otros activos financieros	2164						
Largo plazo/ no corrientes	2165						
Instrumentos de patrimonio	2166						
Valores representativos de la deuda	2167						
Derivados	2168						
Otros activos financieros	2169						
Corto plazo/ corrientes	2170						
TOTAL CONSOLIDADO	2175						

PASIVOS FINANCIEROS: NATURALEZA/CATEGORÍA		PERIODO ACTUAL			
		Pasivos financieros mantenidos para negociar	Otros pasivos financieros a VR con cambios en PyG	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura
Deudas con entidades de crédito	2076				
Obligaciones y otros valores negociables	2077				
Derivados	2078				
Otros pasivos financieros	2079				
Deudas a largo plazo/ Pasivos financieros no corrientes	2080				
Deudas con entidades de crédito	2081				
Obligaciones y otros valores negociables	2082				
Derivados	2083				
Otros pasivos financieros	2084				
Deudas a corto plazo/ Pasivos financieros corrientes	2085				
TOTAL INDIVIDUAL	2090				
Deudas con entidades de crédito	2176				
Obligaciones y otros valores negociables	2177				
Derivados	2178				
Otros pasivos financieros	2179				
Deudas a largo plazo/ Pasivos financieros no corrientes	2180				
Deudas con entidades de crédito	2181				
Obligaciones y otros valores negociables	2182				
Derivados	2183				
Otros pasivos financieros	2184				
Deudas a corto plazo/ Pasivos financieros corrientes	2185				
TOTAL CONSOLIDADO	2190				

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

13. DESGLOSE DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR NATURALEZA Y CATEGORÍA (2/2)

Uds.: Miles de euros

ACTIVOS FINANCIEROS: NATURALEZA/CATEGORÍA		PERIODO ANTERIOR					
		Activos financieros mantenidos para negociar	Otros activos financieros a VR con cambios en PYG	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura
Instrumentos de patrimonio	5061						
Valores representativos de deuda	5062						
Derivados	5063						
Otros activos financieros	5064						
Largo plazo/ no corrientes	5065						
Instrumentos de patrimonio	5066						
Valores representativos de la deuda	5067						
Derivados	5068						
Otros activos financieros	5069						
Corto plazo/ corrientes	5070						
TOTAL INDIVIDUAL	5075						
Instrumentos de patrimonio	5161						
Valores representativos de deuda	5162						
Derivados	5163						
Otros activos financieros	5164						
Largo plazo/ no corrientes	5165						
Instrumentos de patrimonio	5166						
Valores representativos de la deuda	5167						
Derivados	5168						
Otros activos financieros	5169						
Corto plazo/ corrientes	5170						
TOTAL CONSOLIDADO	5175						

PASIVOS FINANCIEROS: NATURALEZA/CATEGORÍA		PERIODO ANTERIOR			
		Pasivos financieros mantenidos para negociar	Otros pasivos financieros a VR con cambios en PyG	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura
Deudas con entidades de crédito	5076				
Obligaciones y otros valores negociables	5077			0	
Derivados	5078			0	
Otros pasivos financieros	5079	0	0		0
Deudas a largo plazo/ Pasivos financieros no corrientes	5080				
Deudas con entidades de crédito	5081				
Obligaciones y otros valores negociables	5082				
Derivados	5083				
Otros pasivos financieros	5084				
Deudas a corto plazo/ Pasivos financieros corrientes	5085				
TOTAL INDIVIDUAL	5090				
Deudas con entidades de crédito	5176				
Obligaciones y otros valores negociables	5177				
Derivados	5178				
Otros pasivos financieros	5179				
Deudas a largo plazo/ Pasivos financieros no corrientes	5180				
Deudas con entidades de crédito	5181				
Obligaciones y otros valores negociables	5182				
Derivados	5183				
Otros pasivos financieros	5184				
Deudas a corto plazo/ Pasivos financieros corrientes	5185				
TOTAL CONSOLIDADO	5190				

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

14. INFORMACIÓN SEGMENTADA

Uds.: Miles de euros

Tabla 1:

ÁREA GEOGRÁFICA		Distribución del importe neto de la cifra de negocios por área geográfica			
		INDIVIDUAL		CONSOLIDADO	
		PERIODO ACTUAL	PERIODO ANTERIOR	PERIODO ACTUAL	PERIODO ANTERIOR
Mercado interior	2210	1.945.532	2.051.383	5.775.157	5.283.383
Exportación:	2215	218.908	270.024	6.401.014	6.285.767
a) Unión Europea	2216	213.588	258.269	1.393.796	1.352.514
b) Países O.C.D.E	2217	3.747	3.962	2.722.742	2.774.566
c) Resto de países	2218	1.573	7.793	2.284.476	2.158.687
TOTAL	2220	2.164.440	2.321.407	12.176.171	11.569.150

Tabla 2:

SEGMENTOS		Ingresos ordinarios					
		CONSOLIDADO					
		Ingresos ordinarios procedentes de clientes externos		Ingresos ordinarios entre segmentos		Total ingresos ordinarios	
		PERIODO ACTUAL	PERIODO ANTERIOR	PERIODO ACTUAL	PERIODO ANTERIOR	PERIODO ACTUAL	PERIODO ANTERIOR
Gas y Electricidad	2221	7.970.526	6.975.174	1.937.853	2.027.152	9.908.379	9.002.326
Infraestructuras EMEA	2222	1.023.761	1.018.702	172.000	198.000	1.195.761	1.216.702
Infraestructuras LatAm Sur	2223	2.492.559	2.845.105	0	31.000	2.492.559	2.876.105
Infraestructuras LatAm Norte	2224	654.153	688.591	0	0	654.153	688.591
Otros	2225	35.172	41.578	94.000	87.000	129.172	128.578
	2226						
	2227						
	2228						
	2229						
	2230						
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos ordinarios entre segmentos	2231			(2.203.853)	(2.343.152)	(2.203.853)	(2.343.152)
TOTAL	2235	12.176.171	11.569.150	0	0	12.176.171	11.569.150

Tabla 3:

SEGMENTOS		Resultado	
		CONSOLIDADO	
		PERIODO ACTUAL	PERIODO ANTERIOR
Gas y Electricidad	2250	(3.731.128)	200.486
Infraestructuras EMEA	2251	597.984	595.194
Infraestructuras LatAm Sur	2252	183.611	281.007
Infraestructuras LatAm Norte	2253	76.322	97.871
Otros	2254	(350.564)	(1.795)
	2255		
	2256		
	2257		
	2258		
	2259		
Total resultado de los segmentos sobre los que se informa	2260	(3.223.775)	1.172.763
(+/-) Resultados no asignados	2261		
(+/-) Eliminación de resultados internos (entre segmentos)	2262		
(+/-) Otros resultados	2263	(865.244)	(342.609)
(+/-) Impuesto sobre beneficios y/o resultado de operaciones interrumpidas	2264		
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	2270	(4.089.019)	830.154

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

15. PLANTILLA MEDIA

		INDIVIDUAL		CONSOLIDADO	
		PERIODO ACTUAL	PERIODO ANTERIOR	PERIODO ACTUAL	PERIODO ANTERIOR
PLANTILLA MEDIA	2295	1.751	1.769	14.482	14.717
Hombres	2296	833	872	10.198	10.494
Mujeres	2297	918	897	4.284	4.223

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

16. REMUNERACIONES RECIBIDAS POR LOS ADMINISTRADORES Y POR LOS DIRECTIVOS

ADMINISTRADORES:		Importe (miles euros)	
Concepto retributivo:		PERIODO ACTUAL	PERIODO ANTERIOR
Retribución fija	2310	489	642
Retribución variable	2311	904	526
Dietas	2312	2.435	2.546
Atenciones estatutarias	2313		
Operaciones sobre acciones y/u otros instrumentos financieros	2314		
Otros	2315	15.154	432
TOTAL	2320	18.982	4.146

Otros beneficios:

Anticipos	2326		
Créditos concedidos	2327		
Fondos y Planes de pensiones: Aportaciones	2328	176	154
Fondos y planes de pensiones: Obligaciones contraídas	2329		
Primas de seguros de vida	2330	58	13
Garantías constituidas a favor de los Consejeros	2331		

DIRECTIVOS:

		Importe (miles euros)	
		PERIODO ACTUAL	PERIODO ANTERIOR
Total remuneraciones recibidas por los directivos	2325	4.461	4.859

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

17. TRANSACCIONES CON PARTES VINCULADAS (1/2)

Uds.: Miles de euros

OPERACIONES VINCULADAS		PERIODO ACTUAL				
		Accionistas significativos	Administradores y Directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	Otras partes vinculadas	Total
GASTOS E INGRESOS:						
1) Gastos financieros	2340			2		2
2) Contratos de gestión o colaboración	2341					
3) Transferencias de I+D y acuerdos sobre licencias	2342					
4) Arrendamientos	2343			3		3
5) Recepción de servicios	2344	3.951		5.717		9.668
6) Compra de bienes (terminados o en curso)	2345	160.003		170.737		330.740
7) Correcciones valorativas por deudas incobrables o de dudoso cobro	2346					
8) Pérdidas por baja o enajenación de activos	2347					
9) Otros gastos	2348		24.406			24.406
GASTOS (1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9)	2350	163.954	24.406	176.459		364.819
10) Ingresos financieros	2351			2.178		2.178
11) Contratos de gestión o colaboración	2352					
12) Transferencias de I+D y acuerdos sobre licencias	2353					
13) Dividendos recibidos	2354					
14) Arrendamientos	2355					
15) Prestación de servicios	2356	20.581		11.612		32.193
16) Venta de bienes (terminados o en curso)	2357	368.330		12.951		381.281
17) Beneficios por baja o enajenación de activos	2358					
18) Otros ingresos	2359			1.052		1.052
INGRESOS (10 + 11 + 12 + 13 + 14 + 15 + 16 + 17 + 18)	2360	388.911		27.793		416.704

OTRAS TRANSACCIONES:		PERIODO ACTUAL				
		Accionistas significativos	Administradores y Directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	Otras partes vinculadas	Total
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	2371	295				295
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	2372			2.810		2.810
Contratos de arrendamiento financiero (arrendador)	2373					
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	2377					
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	2374					
Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestataria)	2375					
Contratos de arrendamiento financiero (arrendatario)	2376					
Amortización o cancelación de préstamos y contratos de arrendamiento (arrendatario)	2378					
Garantías y avales prestados	2381					
Garantías y avales recibidos	2382					
Compromisos adquiridos	2383					
Compromisos/Garantías cancelados	2384					
Dividendos y otros beneficios distribuidos	2386					
Otras operaciones	2385					

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

17. TRANSACCIONES CON PARTES VINCULADAS (2/2)

Uds.: Miles de euros

OPERACIONES VINCULADAS		PERIODO ANTERIOR				
		Accionistas significativos	Administradores y Directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	Otras partes vinculadas	Total
GASTOS E INGRESOS:						
1) Gastos financieros	6340	816		25		841
2) Contratos de gestión o colaboración	6341					
3) Transferencias de I+D y acuerdos sobre licencias	6342					
4) Arrendamientos	6343			2		2
5) Recepción de servicios	6344	15.599		5.671		21.270
6) Compra de bienes (terminados o en curso)	6345	196.731		172.710		369.441
7) Correcciones valorativas por deudas incobrables o de dudoso cobro	6346					
8) Pérdidas por baja o enajenación de activos	6347					
9) Otros gastos	6348	10.753	10.499			21.252
GASTOS (1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9)	6350	223.899	10.499	178.408		412.806
10) Ingresos financieros	6351	330		108		438
11) Contratos de gestión o colaboración	6352					
12) Transferencias de I+D y acuerdos sobre licencias	6353					
13) Dividendos recibidos	6354					
14) Arrendamientos	6355					
15) Prestación de servicios	6356	351		11.163		11.514
16) Venta de bienes (terminados o en curso)	6357	383.000		34.995		417.995
17) Beneficios por baja o enajenación de activos	6358					
18) Otros ingresos	6359			1.187		1.187
INGRESOS (10 + 11 + 12 + 13 + 14 + 15 + 16 + 17 + 18)	6360	383.681		47.453		431.134

OTRAS TRANSACCIONES:		PERIODO ANTERIOR				
		Accionistas significativos	Administradores y Directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	Otras partes vinculadas	Total
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	6371	10.147				10.147
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	6372	362.737		3.995		366.732
Contratos de arrendamiento financiero (arrendador)	6373					
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	6377					
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	6374	157.220				157.220
Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestataria)	6375	121.325				121.325
Contratos de arrendamiento financiero (arrendatario)	6376					
Amortización o cancelación de préstamos y contratos de arrendamiento (arrendatario)	6378					
Garantías y avales prestados	6381					
Garantías y avales recibidos	6382	137.500				137.500
Compromisos adquiridos	6383					
Compromisos/Garantías cancelados	6384					
Dividendos y otros beneficios distribuidos	6386	432.521				432.521
Otras operaciones	6385	472.100				472.100

V. NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS/ CUENTAS ANUALES RESUMIDAS DEL PERÍODO INTERMEDIO



(1) Notas explicativas a los estados financieros: En este apartado se adjuntarán las *Notas explicativas a los estados financieros* intermedios y al resto de la información financiera seleccionada del capítulo IV de este modelo, y contendrán, al menos, los desgloses de información mínima requeridos en las Instrucciones para la elaboración del informe financiero semestral.

(2) Cuentas anuales resumidas:

(2.1) Emisores que elaboren cuentas anuales resumidas consolidadas: Si los modelos de estados financieros consolidados de los apartados 6, 7, 8, 9 y 10.A ó 10.B del capítulo IV de Información financiera seleccionada no dan cumplimiento a los requisitos que establece la norma internacional de contabilidad adoptada aplicable a la información financiera intermedia; o si voluntariamente el emisor elabora unas cuentas anuales resumidas consolidadas del período intermedio incluyendo sus modelos propios de estados financieros resumidos, adjuntará en este apartado las *Cuentas anuales resumidas* consolidadas del período intermedio, que contendrán, al menos, todos los desgloses mínimos requeridos por la norma internacional de contabilidad adoptada aplicable a la información financiera intermedia, sin perjuicio de la obligación de cumplimentar adicionalmente la información financiera del capítulo IV Información financiera seleccionada.

(2.2) Emisores que no elaboren cuentas anuales resumidas consolidadas: En el caso excepcional de que los modelos de estados financieros individuales de los apartados 1, 2, 3, 4 y 5 del capítulo IV de Información financiera seleccionada no den cumplimiento a los requisitos que establece el artículo 13 del Real Decreto 1362/2007; o si voluntariamente el emisor elabora unas cuentas anuales resumidas individuales del período intermedio incluyendo sus modelos propios de estados financieros resumidos, adjuntará en este apartado las *Cuentas anuales resumidas* consolidadas del período intermedio, que contendrán, al menos, todos los desgloses mínimos requeridos por la norma internacional de contabilidad adoptada aplicable a la información financiera intermedia, sin perjuicio de la obligación de cumplimentar adicionalmente la información financiera del capítulo IV Información financiera seleccionada.

Naturgy

Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2018

Contenido	Página
Balance de situación consolidado intermedio	1
Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada intermedia	2
Estado consolidado de resultado global intermedio	3
Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado intermedio	4
Estado de flujos de efectivo consolidado intermedio	5
Notas explicativas a los estados financieros intermedios resumidos consolidados	6

Naturgy

Balance de situación consolidado intermedio

(en millones de euros)

	30/06/2018	31/12/2017
ACTIVO		
Inmovilizado intangible (Nota 7)	7.958	9.921
Fondo de comercio	3.220	4.760
Otro inmovilizado intangible	4.738	5.161
Inmovilizado material (Nota 7)	20.408	22.654
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	855	1.500
Activos financieros no corrientes (Nota 8)	1.111	1.315
Activo por impuesto diferido	1.520	849
ACTIVO NO CORRIENTE	31.852	36.239
Activos no corrientes mantenidos para la venta (Nota 9)	247	1.682
Existencias	628	720
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4.979	4.994
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	4.259	4.347
Otros deudores	477	469
Activos por impuesto corriente	243	178
Otros activos financieros corrientes (Nota 8)	398	462
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	3.492	3.225
ACTIVO CORRIENTE	9.744	11.083
TOTAL ACTIVO	41.596	47.322
PATRIMONIO Y PASIVO		
Capital social	1.001	1.001
Prima de emisión	3.808	3.808
Acciones propias	(6)	(9)
Reservas	11.289	9.904
Resultado del ejercicio atribuido a la sociedad dominante	(3.281)	1.360
Dividendo a cuenta	-	(330)
Otros componentes del patrimonio	(1.369)	(1.000)
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	11.442	14.734
Participaciones no dominantes	3.778	3.571
PATRIMONIO NETO (Nota 10)	15.220	18.305
Ingresos diferidos	845	842
Provisiones no corrientes (Nota 11)	1.155	1.129
Pasivos financieros no corrientes (Nota 8)	13.711	15.916
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	13.711	15.914
Otros pasivos financieros	-	2
Pasivo por impuesto diferido	2.081	2.312
Otros pasivos no corrientes	1.556	1.210
PASIVO NO CORRIENTE	19.348	21.409
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (Nota 9)	90	621
Provisiones corrientes (Nota 11)	118	183
Pasivos financieros corrientes (Nota 8)	2.217	2.543
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	2.164	2.477
Otros pasivos financieros	53	66
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	3.521	3.920
Proveedores	2.722	2.885
Otros acreedores	767	888
Pasivos por impuesto corriente	32	147
Otros pasivos corrientes	1.082	341
PASIVO CORRIENTE	7.028	7.608
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	41.596	47.322

Las Notas 1 a 22 descritas en las Notas explicativas a los estados financieros intermedios resumidos consolidados y Anexo forman parte integrante del Balance de situación consolidado a 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017.

Naturgy

Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada intermedia

(en millones de euros)

	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2018	2017 (1)
Importe neto de la cifra de negocio (Nota 12)	12.176	11.569
Aprovisionamientos (Nota 13)	(8.907)	(8.263)
Otros ingresos de explotación	83	107
Gastos de personal (Nota 14)	(464)	(469)
Otros gastos de explotación (Nota 15)	(905)	(935)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras	21	21
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	2.004	2.030
Amortización y pérdidas por deterioro (Nota 7 y 16)	(5.165)	(800)
Deterioro pérdidas crediticias	(63)	(58)
Otros resultados	-	-
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(3.224)	1.172
Ingresos financieros	56	57
Gastos financieros	(362)	(404)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros	(1)	-
Diferencias de cambio	1	(2)
RESULTADO FINANCIERO (Nota 17)	(306)	(349)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(559)	7
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	(4.089)	830
Impuesto sobre beneficios (Nota 18)	926	(183)
RESULTADO DEL PERÍODO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	(3.163)	647
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos (Nota 9)	(15)	64
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERÍODO	(3.178)	711
Atribuible a:		
Sociedad dominante	(3.281)	550
Procedente de operaciones continuadas	(3.307)	503
Procedente de operaciones interrumpidas	26	47
Participaciones no dominantes	103	161
	(3.178)	711
Beneficio/(Pérdida) en euros por acción básico y diluido de actividades continuadas atribuible a los accionistas de la sociedad dominante (Nota 10)	(3,31)	0,50
Beneficio/(Pérdida) en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la sociedad dominante (Nota 10)	(3,28)	0,55

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 se ha re-expresado en aplicación de la NIIF 5 (Nota 3.4 y 9).

Las Notas 1 a 22 descritas en las Notas explicativas a los estados financieros intermedios resumidos consolidados y Anexo forman parte integrante de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada correspondiente a los períodos de seis meses terminados a 30 de junio de 2018 y 2017.

Naturgy

Estado consolidado de resultado global intermedio

(en millones de euros)

	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2018	2017
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERÍODO	(3.178)	711
OTRO RESULTADO GLOBAL RECONOCIDO DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO	(462)	(632)
Partidas que no se traspasarán a resultados:		
Por activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado global	(164)	(3)
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	(2)	7
Efecto impositivo	1	1
Partidas que pueden traspasarse posteriormente a resultados:		
Por coberturas de flujo de efectivo	(119)	(54)
Diferencias de conversión	(212)	(552)
Efecto impositivo	30	11
De sociedades contabilizadas por el método de la participación	4	(42)
<i>Por coberturas de flujo de efectivo</i>	1	(3)
<i>Diferencias de conversión</i>	3	(39)
<i>Efecto impositivo</i>	-	-
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS	59	(5)
Por coberturas de flujo de efectivo	72	(9)
Diferencias de conversión	-	-
Efecto impositivo	(13)	3
De sociedades contabilizadas por el método de la participación	-	1
<i>Por coberturas de flujo de efectivo</i>	-	1
<i>Diferencias de conversión</i>	-	-
<i>Efecto impositivo</i>	-	-
OTRO RESULTADO GLOBAL DEL PERÍODO	(403)	(637)
RESULTADO GLOBAL TOTAL DEL PERÍODO	(3.581)	74
Atribuible a:		
Sociedad dominante	(3.637)	54
Procedente de operaciones continuadas	(3.649)	4
Procedente de operaciones interrumpidas	12	50
Participaciones no dominantes	56	20

Las Notas 1 a 22 descritas en las Notas explicativas a los estados financieros intermedios resumidos consolidados y Anexo forman parte integrante del Estado consolidado de resultado global correspondiente a los períodos de seis meses terminados a 30 de junio de 2018 y 2017.

Naturgy

Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado intermedio

(en millones de euros)

	Patrimonio atribuido a la sociedad dominante										Participaciones no dominantes	Patrimonio neto
	Capital Social	Prima de emisión	Acciones propias	Reservas y ganancias acumuladas	Resultado del ejercicio	Diferencias de conversión	Coberturas de flujos de efectivo	Activos financieros a valor razonable	Otros componentes patrimonio	Subtotal		
Balance a 01.01.17	1.001	3.808	(21)	9.219	1.347	(183)	47	7	(129)	15.225	3.780	19.005
Resultado global total del ejercicio	-	-	-	(2)	550	(450)	(52)	8	(494)	54	20	74
Operaciones con socios o propietarios	-	-	-	677	(1.347)	-	-	-	-	(670)	(147)	(817)
Distribución de dividendos (Nota 10)	-	-	-	676	(1.347)	-	-	-	-	(671)	(147)	(818)
Transmisión de dependiente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras operaciones con socios o propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras variaciones de patrimonio neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(16)	(16)
Otras variaciones	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1	(16)	(15)
Balance a 30.06.17	1.001	3.808	(21)	9.894	550	(633)	(5)	15	(623)	14.609	3.637	18.246
Resultado global total del ejercicio	-	-	-	11	810	(266)	(49)	(62)	(377)	444	142	586
Operaciones con socios o propietarios	-	-	12	(331)	-	-	-	-	-	(319)	(166)	(485)
Distribución de dividendos (Nota 10)	-	-	-	(330)	-	-	-	-	-	(330)	(86)	(416)
Transmisión de dependiente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(73)	(73)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias	-	-	12	-	-	-	-	-	-	12	(8)	4
Otras operaciones con socios o propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Otras variaciones de patrimonio neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(42)	(42)
Otras variaciones	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	(1)	(42)	(43)
Balance a 31.12.17	1.001	3.808	(9)	9.574	1.360	(899)	(54)	(47)	(1.000)	14.734	3.571	18.305
Impacto primera aplicación nuevas normas (Nota 3.5)	-	-	-	10	-	-	-	(14)	(14)	(4)	(13)	(17)
Balance a 1.1.18	1.001	3.808	(9)	9.584	1.360	(899)	(54)	(61)	(1.014)	14.730	3.558	18.288
Resultado global total del ejercicio	-	-	-	(1)	(3.281)	(167)	(29)	(159)	(355)	(3.637)	56	(3.581)
Operaciones con socios o propietarios	-	-	3	1.705	(1.360)	-	-	-	-	348	184	532
Distribución de dividendos (Nota 10)	-	-	-	689	(1.360)	-	-	-	-	(671)	(269)	(940)
Transmisión de dependiente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias	-	-	3	-	-	-	-	-	-	3	(5)	(2)
Otras operaciones con socios o propietarios	-	-	-	1.016	-	-	-	-	-	1.016	458	1.474
Otras variaciones de patrimonio neto	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1	(20)	(19)
Otras variaciones	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1	(20)	(19)
Balance a 30.06.18	1.001	3.808	(6)	11.289	(3.281)	(1.066)	(83)	(220)	(1.369)	11.442	3.778	15.220

Las Notas 1 a 22 descritas en las Notas explicativas a los estados financieros intermedios resumidos consolidados y Anexo forman parte integrante del Estado de cambios en el patrimonio neto correspondiente a 30 de junio de 2018 y a 31 de diciembre de 2017.

Naturgy

Estado de flujos de efectivo consolidado intermedio (en millones de euros)

	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2018	2017
Resultado antes de impuestos	(4.089)	830
Ajustes del resultado	5.990	1.251
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	5.165	843
Otros ajustes del resultado neto	825	408
Cambios en el capital corriente	(203)	(258)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	(454)	(675)
Pagos de intereses	(417)	(490)
Cobros de intereses	10	15
Cobros de dividendos	82	21
Pagos por impuesto sobre beneficios	(129)	(221)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION ⁽¹⁾	1.244	1.148
Pagos por inversiones:	(959)	(1.005)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(27)	(14)
Inmovilizado material e intangible	(898)	(945)
Otros activos financieros	(34)	(46)
Cobros por desinversiones:	1.121	34
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	1.080	-
Inmovilizado material e intangible	5	-
Otros activos financieros	36	34
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión:	29	24
Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión	29	24
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSION ⁽¹⁾	191	(947)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	1.493	(2)
Emisión	1.493	-
Adquisición	-	(2)
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	(2.284)	140
Emisión	6.742	3.956
Devolución y amortización	(9.026)	(3.816)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	(295)	(805)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	(78)	(54)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACION ⁽¹⁾	(1.164)	(721)
Otras variaciones de efectivo y equivalentes	(21)	-
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	17	(92)
VARIACION DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	267	(612)
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	3.225	2.067
Efectivo y equivalentes al final del periodo	3.492	1.455

⁽¹⁾ Incluye los flujos de efectivo de las operaciones continuadas y de las operaciones interrumpidas (Nota 9).

Las Notas 1 a 22 descritas en las Notas explicativas a los estados financieros intermedios resumidos consolidados y Anexo forman parte integrante del Estado de flujos de efectivo consolidado correspondiente a los periodos de seis meses terminados a 30 de junio de 2018 y 2017.

Notas explicativas a los estados financieros intermedios resumidos consolidados

Nota 1. Información general

Naturgy Energy Group, S.A. es una sociedad anónima que se constituyó en 1843 y tiene su domicilio social en Avenida San Luis, número 77, de Madrid. Con fecha 27 de junio de 2018 la Junta General de Accionistas acordó modificar la denominación social de la compañía que pasó a denominarse Naturgy Energy Group, S.A., anteriormente Gas Natural SDG, S.A.

Naturgy Energy Group, S.A. y sus filiales (en adelante, Naturgy) es un grupo que tiene por objeto principal el negocio del gas (aprovisionamiento, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento distribución y comercialización), de la electricidad (generación, transporte, distribución y comercialización) y de cualquier otra fuente de energía existente. Asimismo podrá actuar como sociedad holding, pudiendo al efecto constituir o participar en otras entidades, cualquiera que sea su naturaleza u objeto, mediante la suscripción o adquisición y tenencia de acciones, participaciones o cualquier otro título derivado de las mismas.

Naturgy opera principalmente en España y fuera del territorio español, especialmente en Latinoamérica, el resto de Europa y África.

En la Nota 5 se incluye información financiera por segmentos de operación.

Las acciones de Naturgy Energy Group, S.A. están admitidas a cotización en las cuatro bolsas españolas, cotizan en el mercado continuo y forman parte del Ibex35.

Nota 2. Marco regulatorio

En relación al marco regulatorio descrito en las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2017, cabe destacar los siguientes aspectos correspondientes al primer semestre de 2018:

Con fecha 30 de enero de 2018 se publicó la Orden ETU/66/2018, de 26 de enero, por la que se fijan los tributos y recargos considerados a efectos de los suplementos territoriales y se desarrolla el mecanismo para obtener la información necesaria para la fijación de los suplementos territoriales en relación con los peajes de acceso de energía eléctrica correspondientes al ejercicio 2013.

Con fecha 17 de marzo de 2018 se publicó la Orden ETU/257/2018, de 16 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2018. La aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética para Naturgy asciende a 28 millones de euros para el año de 2018.

Con fecha 31 de marzo de 2018 se publicó la Resolución de 22 de marzo, de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM), por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural que supone una bajada de la TUR media del 3,2% con respecto al primer trimestre de 2018.

Con fecha 7 de abril de 2018 se publicó la Orden ETU/362/2018, de 6 de abril, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de agosto, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Con fecha 18 de abril de 2018, se publicó la Resolución de 12 de abril, por la que se aprueba la propuesta conjunta del operador de mercado ibérico OMIE y de los operadores de sistema ibéricos REE y REN de metodología de subastas regionales intradiarias complementarias entre España y Portugal elaborada de acuerdo al Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, por el que se establece la directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones. El modelo de funcionamiento híbrido propuesto se basa en la integración del mercado intradiario europeo XBID complementado con la ejecución de sesiones de subastas ibéricas.

Con fecha 13 de junio de 2018, se publicó la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) de 6 de junio que modifica la de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista. En concreto, se establecen las zonas con posibilidad de congestión y la capacidad susceptible de ser contratada mediante aplicación del peaje interrumpible.

A nivel europeo, con fecha 8 de abril de 2018, entró en vigor la reforma de la Directiva (UE) 2018/410 por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para intensificar las reducciones de emisiones de forma eficaz y será de aplicación para el período 2021-2030. En el caso de los sectores sometidos al mercado de derechos de emisión, se asume una reducción en 2030 de las emisiones del 43% en comparación con las emisiones de 2005 y adicionalmente establece medidas para reducir el exceso de derechos de emisión en el mercado con el objetivo de que haya una señal de precio de CO2.

Con fecha 14 de mayo de 2018, se ha aprobado la revisión de la Directiva de Eficiencia Energética en Edificios para el período 2021-2030 que modifica la directiva anterior y que tiene por objeto descarbonizar el parque de edificios europeo en el horizonte 2050 hacia un parque con nulas emisiones.

En Chile en febrero 2018 la Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó los resultados definitivos del chequeo de rentabilidad de 2016 realizado para las empresas Metrogas, S.A. y Gas Sur, S.A, calculados de acuerdo con la nueva Ley del Gas para cada zona de concesión. Los resultados estuvieron por debajo del límite del 11%, por lo que las empresas permanecerán operando dentro del régimen de libertad tarifaria supervisada.

En Argentina, el día 27 de marzo de 2018 el Ente Nacional Regulador del Gas (ENERGAS) aprobó la Resolución N° 301 que aprueba, con vigencia a partir del 1 de abril de 2018, los cuadros tarifarios que serán de aplicación a partir de dicha fecha. La tarifa aprobada supone un incremento aproximado del 42,5% respecto a la tarifa aplicada desde diciembre de 2017 que reconoce el tercer escalón del 30% del incremento tarifario reconocido el 1 de abril de 2017; la inflación medida por el Índice de Precios Internos al por Mayor; y la compensación económica reconocida a las distribuidoras para corregir el efecto de los incrementos escalonados durante el primer año del quinquenio.

Nota 3. Bases de presentación y políticas contables

3.1 Bases de presentación

Las Cuentas anuales consolidadas de Naturgy correspondientes al ejercicio 2017 se aprobaron por la Junta General de Accionistas celebrada el 27 de junio de 2018.

Los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2018 de Naturgy han sido formulados por el Consejo de Administración el 24 de julio de 2018 de acuerdo con la NIC 34 "Información financiera intermedia" y deben leerse junto con las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017 que han sido preparadas de conformidad con el Reglamento (CE) n° 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo (en adelante "NIIF-UE").

En consecuencia, no ha sido preciso repetir ni actualizar determinadas notas o estimaciones incluidas en las mencionadas Cuentas anuales consolidadas. En su lugar, las notas explicativas seleccionadas adjuntas incluyen una explicación de los sucesos o variaciones que resultan, en su caso, significativos para la explicación de los cambios en la situación financiera y en los resultados de las operaciones, del resultado global total, de los cambios en el patrimonio y de los flujos de efectivo consolidados de Naturgy desde el 31 de diciembre de 2017, fecha de las Cuentas anuales consolidadas anteriormente mencionadas, hasta el 30 de junio de 2018.

Las cifras contenidas en estos estados financieros intermedios resumidos consolidados se muestran en millones de euros, salvo lo indicado expresamente en otra unidad.

3.2 Principales riesgos e incertidumbres

En la Nota 4 "Hechos significativos del período" se describen los principales cambios que han afectado a la situación patrimonial y de los resultados de Naturgy en el período de seis meses terminado a 30 de junio de 2018. Adicionalmente, en la Nota 6 "Pérdidas por deterioro de valor de los activos" se describen los principales cambios en las hipótesis económicas utilizadas para la elaboración del nuevo Plan Estratégico 2018-2022 y otros factores acaecidos en el período, que han dado lugar a un deterioro de los valores contables a 30 de junio de 2018 de determinados activos no corrientes de Naturgy.

3.3 Estacionalidad

La demanda de gas natural es estacional, siendo, generalmente, el suministro y comercialización de gas residencial en Europa mayor en los meses más fríos de octubre a marzo y menor durante los meses más cálidos de abril a septiembre mientras que la demanda de gas natural para usos industriales y producción eléctrica normalmente es más estable durante todo el año. Por otro lado, la demanda de electricidad tiende a aumentar durante los meses de verano en España, sobre todo en julio y agosto, compensando la estacionalidad del gas al incluirse ambas actividades en el segmento de “Comercialización gas y electricidad”.

3.4 Comparación de la información

Como consecuencia de los procesos de desinversión de los negocios de distribución y comercialización de gas en Italia, distribución de gas en Colombia, distribución eléctrica en Moldavia, generación eléctrica en Kenya y minería en Sudáfrica descritos en la Nota 9 “Activos no corrientes y grupos enajenables de elementos mantenidos para la venta y actividades interrumpidas”, la Cuenta de pérdidas y ganancias correspondiente al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 ha sido re-expresada, a efectos comparativos con la información relativa al primer semestre 2018, en aplicación de la NIIF 5.

A continuación se detallan los impactos derivados de la re-expresión en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del primer semestre 2017:

Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada correspondiente al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017

	2017	Aplicación NIIF 5 (Nota 7)	2017
Importe neto de la cifra de negocio	12.283	(714)	11.569
Aprovisionamientos	(8.726)	463	(8.263)
Otros ingresos de explotación	115	(8)	107
Gastos de personal	(501)	32	(469)
Otros gastos de explotación	(1.016)	81	(935)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras	21	-	21
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	2.176	(146)	2.030
Amortización y pérdidas por deterioro	(843)	43	(800)
Deterioro pérdidas crediticias	(64)	6	(58)
Otros resultados	-	-	-
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.269	(97)	1.172
Ingresos financieros	67	(10)	57
Gastos financieros	(412)	8	(404)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros	-	-	-
Diferencias de cambio	(2)	-	(2)
RESULTADO FINANCIERO	(347)	(2)	(349)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	7	-	7
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	929	(99)	830
Impuesto sobre beneficios	(218)	35	(183)
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	711	(64)	647
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	-	64	64
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	711	-	711
Atribuible a:			
Sociedad dominante	550	-	550
Procedente de operaciones continuadas	550	(47)	503
Procedente de operaciones interrumpidas	-	47	47
Participaciones no dominantes	161	-	161
Beneficio en euros por acción básico y diluido de actividades continuadas atribuible a los accionistas de la sociedad dominante	0,55	(0,05)	0,50
Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la sociedad dominante	0,55	-	0,55

Por otro lado, se ha modificado la estructura de presentación de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, presentando en una línea independiente el deterioro por pérdidas crediticias que anteriormente se presentaba dentro del epígrafe de otros gastos de explotación. Consecuentemente, se

ha modificado la información comparativa correspondiente a la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidadas del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017.

3.5 Políticas contables

Las políticas contables que se han seguido en estos estados financieros intermedios son las mismas que en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2017, excepto por la adopción de nuevas normas NIIF-UE, interpretaciones y modificaciones con entrada en vigor el 1 de enero de 2018.

Las principales modificaciones incorporadas por la adopción de las nuevas NIIF se refieren esencialmente a las recogidas por la NIIF 9 y por la NIIF 15 y se detallan a continuación:

3.5.1 Inmovilizado intangible

a) Costes de captación comercial

Los costes incrementales incurridos directamente para la obtención de contratos con clientes, que reflejan las comisiones pagadas para la obtención de contratos de suministro de energía con dichos clientes y que se espera recuperar en la duración esperada del contrato, se registran como un inmovilizado intangible.

Los costes de captación comercial reconocidos como activos se amortizan de forma sistemática en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada a lo largo de la vida media de esperada de los contratos con clientes que oscila entre 2 y 8 años.

3.5.2 Activos y Pasivos Financieros

Naturgy clasifica sus activos y pasivos financieros según su categoría de valoración que se determina sobre la base del modelo de negocio y las características de los flujos de caja contractuales.

Activos financieros

Las adquisiciones y enajenaciones de inversiones se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que Naturgy se compromete a adquirir o vender el activo, clasificándose a la adquisición en las siguientes categorías:

a) Activos financieros a coste amortizado

Son activos financieros no derivados con cobros fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo y sobre los que no hay intención de negociar a corto plazo. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a doce meses desde la fecha del Balance de situación que se clasifican como activos no corrientes.

Adicionalmente, también incluyen valores representativos de deuda con cobros fijos o determinables y vencimiento fijo sobre los que Naturgy tiene la intención efectiva y la capacidad de mantener hasta su vencimiento.

Se registran inicialmente a su valor razonable y posteriormente a su coste amortizado, utilizando el método de interés efectivo.

El efectivo y otros activos líquidos equivalentes incluyen el efectivo en caja, los depósitos a la vista en entidades de crédito y otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento de no más de tres meses.

b) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Son activos que se adquieren con el propósito de venderlos en un corto plazo. Los derivados se consideran en esta categoría a no ser que estén designados como instrumentos de cobertura. Estos activos financieros se valoran, tanto en el momento inicial como en valoraciones posteriores, por su valor razonable, imputando los cambios que se produzcan en dicho valor en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio.

En el caso de los instrumentos de patrimonio clasificados en esta categoría, se reconocen por su valor razonable y las pérdidas y ganancias no realizadas que surgen de cambios en el valor razonable, o las pérdidas por un deterioro prolongado del valor, o el resultado de su venta, se incluyen en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan se basan en el valor de cotización (Nivel 1). En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas se establece el valor razonable empleando técnicas de valoración que incluyen el uso de transacciones recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, referencias a otros instrumentos sustancialmente iguales y el análisis de flujos de efectivo futuros descontados (Nivel 2 y 3). En caso de que ninguna técnica mencionada pueda ser utilizada para fijar el valor razonable, se registran las inversiones a su coste de adquisición minorado por la pérdida por deterioro, en su caso.

c) Instrumentos de patrimonio a valor razonable con cambios en otro resultado global

Son aquellos instrumentos de patrimonio que se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objeto se logra mediante la obtención de sus flujos de caja contractuales o a través de su venta y para los que Naturgy ha hecho una elección irrevocable en el momento de reconocimiento inicial para su contabilización en esta categoría. Se reconocen por su valor razonable y los incrementos o disminuciones que surgen de cambios en el valor razonable se registran en otro resultado global, a excepción de los dividendos de dichas inversiones que se reconocerán en el resultado del período. No se reconocen por tanto pérdidas por deterioro en resultados, y en el momento de su venta no se reclasifican ganancias o pérdidas a la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Las valoraciones a valor razonable realizadas en las presentes cuentas semestrales consolidadas se clasifican utilizando una jerarquía de valor razonable que refleja la relevancia de las variables utilizadas para llevar a cabo dichas valoraciones. Esta jerarquía consta de tres niveles:

- Nivel 1: Valoraciones basadas en el precio de cotización de instrumentos idénticos en un mercado activo. El valor razonable se basa en los precios de cotización de mercado en la fecha de Balance.
- Nivel 2: Valoraciones basadas en variables que sean observables para el activo o pasivo. El valor razonable de los activos financieros incluidos en esta categoría se determina usando técnicas de valoración. Las técnicas de valoración maximizan el uso de datos observables de mercado que estén disponibles y se basan en la menor medida posible en estimaciones específicas realizadas por Naturgy. Si todos los datos significativos requeridos para calcular el valor razonable son observables, el instrumento se incluye en el Nivel 2. Si uno o más datos de los significativos no se basan en datos de mercado observables, el instrumento se incluye en el Nivel 3.
- Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no estén basadas en datos de mercado observables.

Los activos financieros se dan de baja cuando los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo han vencido o se han transferido, siendo necesario que se hayan transferido de manera sustancial los riesgos y beneficios inherentes a su propiedad. No se dan de baja los activos financieros y se reconoce un pasivo por un importe igual a la contraprestación recibida en las cesiones de activos en que se han retenido los riesgos y beneficios inherentes al mismo.

Los contratos de cesión de cuentas a cobrar se consideran factoring sin recurso siempre que impliquen un traspaso de los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los activos financieros cedidos.

El deterioro del valor de los activos financieros se basa en un modelo de pérdida esperada. Naturgy contabiliza la pérdida esperada, así como los cambios de ésta, en cada fecha de presentación, para reflejar los cambios en el riesgo de crédito desde la fecha de reconocimiento inicial, sin esperar a que se produzca un evento de deterioro.

Naturgy aplica el modelo general de pérdida esperada para los activos financieros, a excepción de los Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar sin componente financiero significativo, para los que aplica el modelo simplificado estimado de pérdida esperada.

El modelo general requiere el registro de la pérdida esperada que resulte de un evento de impago durante los próximos 12 meses o durante la vida del contrato, dependiendo de la evolución del riesgo crediticio del activo financiero desde su reconocimiento inicial en balance. Bajo el modelo simplificado las

perdidas crediticias esperadas se registran durante la vida del activo considerando la información disponible sobre eventos pasados (como el comportamiento de pagos de los clientes), condiciones actuales y elementos prospectivos (factores macroeconómicos como evolución de PIB, desempleo, inflación, tipos de interés...) que puedan impactar en el riesgo de crédito de los deudores de Naturgy.

Pasivos financieros

a) Pasivos financieros a coste amortizado

Las deudas financieras se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costes de la transacción en los que se hubiera incurrido. Cualquier diferencia entre el importe recibido y su valor de reembolso se reconoce en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada durante el período de amortización de la deuda financiera, utilizando el método del tipo de interés efectivo, clasificando los pasivos financieros como medidos posteriormente a coste amortizado.

En caso de modificaciones contractuales de un pasivo a coste amortizado que no resulta en baja del balance, los flujos contractuales de la deuda refinanciada deben ser calculados manteniendo la tasa de interés efectiva original, y la diferencia obtenida se registrará en la cuenta de pérdidas y ganancias en la fecha de la modificación.

Las deudas financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que su vencimiento tenga lugar a más de doce meses desde la fecha del Balance de situación, o incluyan cláusulas de renovación tácita a ejercicio de Naturgy.

Adicionalmente, los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes son pasivos financieros a corto plazo que se valoran inicialmente a valor razonable, no devengan explícitamente intereses y se registran por su valor nominal. Se consideran deudas no corrientes las de vencimiento superior a doce meses.

b) Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Son pasivos que se adquieren con el propósito de venderlos en un corto plazo. Los derivados se consideran en esta categoría a no ser que estén designados como instrumentos de cobertura. Estos pasivos financieros se valoran, tanto en el momento inicial como en valoraciones posteriores, por su valor razonable, imputando los cambios que se produzcan en dicho valor en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio.

3.5.3 Derivados y otros instrumentos financieros

Los derivados financieros se reconocen a su valor razonable en la fecha de contrato, recalculándose sucesivamente a su valor razonable. El método para el reconocimiento de la ganancia o pérdida depende de si se clasifica el derivado como un instrumento de cobertura, y en este caso, la naturaleza del activo objeto de la cobertura.

Naturgy alinea su contabilidad con la gestión de los riesgos financieros que lleva a cabo. De forma periódica se revisan los objetivos de la gestión de riesgos y la estrategia de cobertura, realizándose una descripción del objetivo de gestión de riesgos perseguido.

Para que cada operación de cobertura se considere eficaz, Naturgy documenta que la relación económica entre el instrumento de cobertura y el elemento cubierto está alineada con el objetivo de gestión del riesgo de la entidad.

El valor de mercado de los diferentes instrumentos financieros se calcula mediante los siguientes procedimientos:

- Para los derivados cotizados en un mercado organizado, por su cotización al cierre del ejercicio (Nivel 1).
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, por el descuento de flujos de caja, basándose en las condiciones de mercado a fecha de cierre del ejercicio o, en el caso de elementos no financieros, en la mejor estimación de las curvas futuras de precios de dichos elementos (Nivel 2 y 3).

Los valores razonables se ajustan por el impacto esperado del riesgo de crédito observable de la contraparte en los escenarios de valoración positivo y el impacto del riesgo de crédito propio observable en los escenarios de valoración negativo.

Los derivados implícitos en otros instrumentos financieros o en otros contratos principales son contabilizados separadamente como derivados, solamente cuando sus características económicas y riesgos inherentes no están relacionados estrechamente con los instrumentos en los que se encuentran implícitos y el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable con cambios a través de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

A efectos de su contabilización, las operaciones se clasifican de la manera siguiente:

1. Derivados que califican para la contabilidad de coberturas

a) Cobertura del valor razonable

Los cambios en el valor razonable de los derivados designados, que cumplen las condiciones para clasificarse como operaciones de cobertura del valor razonable, se reconocen en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, junto con cualquier cambio en el valor razonable de las partidas cubiertas.

b) Cobertura de flujos de efectivo

La parte efectiva de cambios en el valor razonable de los derivados designados y calificados como cobertura de flujos de efectivo se reconoce en el patrimonio neto. La ganancia o pérdida correspondiente a la parte no efectiva se reconoce inmediatamente en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Los importes acumulados en el patrimonio neto se traspasan a la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada en el ejercicio en que la partida cubierta afecta a la ganancia o a la pérdida.

c) Coberturas de inversión neta en el extranjero

Su operativa contable es similar a la cobertura de flujos de efectivo. Las variaciones de valor de la parte efectiva del instrumento de cobertura se recogen en el Balance de situación consolidado en el epígrafe "Diferencias de conversión". La pérdida o ganancia relativa a la parte no efectiva se reconoce inmediatamente en el epígrafe "Diferencias de cambio" de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada. El importe acumulado de la valoración registrado en "Diferencias de conversión" se traspasa a la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, en la medida en que se enajena la inversión en el extranjero que las ha ocasionado.

2. Derivados que no califican para la contabilidad de cobertura

Ciertos derivados no cumplen el criterio para poder aplicar la contabilidad de cobertura. Los cambios en el valor razonable de cualquier derivado que no califique para la contabilidad de cobertura se reconocen inmediatamente en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

3. Contratos de compra y venta de energía

En el curso normal de sus negocios Naturgy dispone de contratos de compra y venta de energía que en la mayoría de los casos incluyen cláusulas *take or pay*, en virtud de las cuales el comprador asume la obligación de pagar el valor de la cantidad de energía contratada con independencia de que la reciba o no. Estos contratos se celebran y se mantienen con el propósito de hacer frente a las necesidades de

recepción o entrega física de energía previstas por Naturgy de acuerdo a las estimaciones periódicas de compra y venta de energía, cuyo seguimiento se efectúa de manera sistemática y que se ajustan siempre mediante entrega física.

3.5.4 Nuevas normas NIIF-UE e interpretaciones CINIIF

Como consecuencia de su aprobación, publicación y entrada en vigor el 1 de enero de 2018 se han aplicado las siguientes normas, interpretaciones y modificaciones:

- NIIF 9, “Instrumentos financieros”;
- NIIF 15, “Ingresos ordinarios de contratos con clientes”;
- NIIF 4 (Modificación), “Aplicación de la NIIF 9 Instrumentos financieros con la NIIF 4 Contratos de seguro”;
- Mejoras anuales de las NIIF Ciclo 2014-2016;
- NIIF 2 (Modificación) , “Clasificación y medición de pagos basados en acciones”;
- NIC 40 (Modificación), “Trasferencia de inversiones inmobiliarias”;
- CINIIF 22, “Transacciones en moneda extranjera y contraprestación anticipada”
- NIIF 15 (Modificación) , “Clarificaciones a la norma”

De la aplicación de estas normas, interpretaciones y modificaciones, las únicas que tienen un impacto significativo en los estados financieros intermedios son la NIIF 9 y la NIIF 15.

NIIF 9 – “Instrumentos financieros”

La NIIF 9 establece los criterios para la clasificación, valoración y baja en cuentas de los activos y pasivos financieros, introduce nuevas reglas para la contabilidad de cobertura y un nuevo modelo para el deterioro de valor de los activos financieros.

Naturgy escogió no adoptar anticipadamente la nueva norma, optando por no reexpresar la información comparativa para el ejercicio 2017 y recociendo el ajuste al importe en libros de los activos y pasivos financieros en reservas a 1 de enero de 2018.

Los impactos derivados de la aplicación inicial de la NIIF 9 han sido los siguientes:

- a) Clasificación de activos financieros: Con respecto a las inversiones en instrumentos de patrimonio clasificadas bajo la NIC 39 como activo financiero disponible para la venta cuyos cambios en el valor razonable se reconocían en patrimonio y se imputaban a resultados cuando se transmitían o se reconocía un deterioro, a la aplicación inicial de la NIIF 9 Naturgy hizo uso, para estas inversiones, salvo en el caso de Medgaz que se mantenía para negociar, de la opción que permite la NIIF de calificación irrevocable en la nueva categoría en instrumentos de patrimonio designados a valor razonable con cambios en otro resultado global. Los incrementos y disminuciones de valor razonable de estos activos se registrarán en otro resultado global acumulado, no se reconocerán pérdidas por deterioro en resultados y no se reclasificarán ganancias o pérdidas a la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada en el momento de su venta. Por otro lado, en relación con los activos financieros distintos a instrumentos de patrimonio, Naturgy mantiene dichos activos principalmente con el objetivo de obtener los flujos de efectivo contractuales, por lo que se seguirán valorando a coste amortizado de a partir de 1 de enero de 2018.
- b) Intercambio de instrumentos de deuda: Naturgy ha realizado operaciones de refinanciación en las que, de acuerdo con lo previsto en la NIC 39 no se habían producido variaciones sustanciales del instrumento de deuda y, en consecuencia, el importe en libros del pasivo se ha ajustado en función de los costes y comisiones, que se amortizaban durante la vida restante del pasivo modificado. De acuerdo a NIIF 9 en las operaciones de modificación de pasivos financieros se debe determinar el valor de los flujos de efectivo del nuevo pasivo financiero calculado con la tasa interna efectiva del pasivo financiero antiguo, registrando la diferencia entre este nuevo valor contable y el original en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada. El impacto a 1 de enero de 2018 es de 48 millones de euros de disminución de los pasivos financieros con el correspondiente incremento del pasivo por impuesto diferido de 12 millones de euros.

- c) Deterioro de activos financieros: Naturgy aplica el modelo general de pérdida esperada para los activos financieros, a excepción de los “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar”, para los que aplica el modelo simplificado estimado de pérdida esperada. En este contexto, Naturgy ha considerado la información disponible sobre eventos pasados (como el comportamiento de pagos de los clientes), condiciones actuales y elementos prospectivos (por ejemplo, factores macroeconómicos como evolución de producto interior bruto (PIB), desempleo, inflación, tipos de interés...) que puedan impactar en el riesgo de crédito de los deudores de Naturgy. En base a las evaluaciones llevadas a cabo a la fecha de entrada en vigor de la nueva normativa, el impacto a 1 de enero de 2018 ha sido un incremento en la provisión por deterioro del valor para los activos financieros de 102 millones de euros con el correspondiente incremento del activo por impuesto diferido de aproximadamente 26 millones de euros.
- d) Contabilidad de coberturas: Naturgy no ha realizado modificaciones sustanciales en su modelo de cobertura, confirmando que sus actuales relaciones de cobertura califican como coberturas que continúan con la adopción de la NIIF 9. En línea con la actual política de contabilidad de coberturas de la entidad, Naturgy no tiene intención de excluir en la designación de las relaciones de cobertura el componente a plazo de los contratos de seguro de cambio.
- e) Otros ajustes: Estos ajustes incluyen los ajustes de la adopción de la NIIF 9 para las sociedades contabilizadas por el método de la participación, principalmente por la aplicación del nuevo modelo de deterioro de activos financieros basado en la pérdida crediticia esperada.

En resumen, el impacto de la adopción de la NIIF 9 sobre el Balance de situación consolidado a 1 de enero de 2018 es el siguiente:

	Importe (en millones de euros)	Ajustes
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	(23)	e)
Activos financieros no corrientes	(1)	c)
Activos por impuestos diferidos	26	c)
ACTIVO NO CORRIENTE	2	
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	(101)	c)
ACTIVO CORRIENTE	(101)	
Pasivos financieros no corrientes	(48)	b)
Pasivo por impuesto diferido	12	b)
PASIVO NO CORRIENTE	(36)	
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	(50)	
Participaciones no dominantes	(13)	c)
PATRIMONIO NETO	(63)	

NIIF 15 – “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes”

La NIIF 15, establece un nuevo modelo de reconocimiento de los ingresos derivados de los contratos con clientes, en donde los ingresos deben reconocerse en función del cumplimiento de las obligaciones de desempeño ante los clientes. Los ingresos ordinarios representan la transferencia de bienes o servicios comprometidos a los clientes por un importe que refleja la contraprestación a la que la entidad espera tener derecho a cambio de dichos bienes y servicios.

Adicionalmente, se establece que se reconocerá un activo por los costes incrementales de obtener un contrato con un cliente si se espera recuperarlos.

Naturgy ha optado como método de transición de primera aplicación de esta Norma el método retroactivo con el efecto acumulado de dicha aplicación a 1 de enero de 2018 en reservas, optando por no re-expresar la información comparativa para el ejercicio 2017.

Por otro lado, la entidad ha decidido aplicar las soluciones prácticas consistentes en no considerar significativo el componente de financiación cuando el periodo de pago es inferior al año, no aplicar la norma de forma retrospectiva a los contratos que hayan sido completados en fecha anterior al 1 de enero

2018 y reconocer los costes de obtención de contratos como gasto cuando su periodo previsto de amortización sea de un año o inferior.

Los impactos derivados de la aplicación inicial de la NIIF 15 son los siguientes:

- a) Se han analizado las políticas internas de reconocimiento de ingresos para las distintas tipologías de contratos con clientes identificando las obligaciones de desempeño, el precio de la transacción y su asignación, con el objetivo de identificar posibles diferencias con el modelo de reconocimiento de ingresos de la nueva norma, sin encontrar diferencias significativas entre ambos ni obligaciones de cumplimiento que den lugar al reconocimiento de pasivos por contratos con clientes.
- b) La NIIF 15 requiere el reconocimiento de un activo por aquellos costes que sean incrementales incurridos para la obtención de contratos con clientes, y que se espere se vayan a recuperar, amortizándose de forma sistemática en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidadas en la misma medida en que se imputen los ingresos relacionados con dicho activo; es decir, la vida media de esperada de los contratos con clientes, que oscila entre 2 y 8 años. En base a las evaluaciones llevadas a cabo a la fecha de entrada en vigor de la nueva norma se ha registrado la activación en el Inmovilizado intangible de las comisiones pagadas en ejercicios anteriores para la obtención de contratos de suministro de energía con clientes todavía vigentes a 1 de enero de 2018 de 61 millones de euros con el correspondiente incremento del pasivo por impuesto diferido de 15 millones de euros.

El impacto de la adopción de la NIIF 15 sobre el Balance de situación consolidado a 1 de enero de 2018 es el siguiente:

	Importe (en millones de euros)	Ajustes
Inmovilizado Intangible	61	b)
ACTIVO NO CORRIENTE	61	
Pasivo por impuesto diferido	15	b)
PASIVO NO CORRIENTE	15	
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	46	b)
PATRIMONIO NETO	46	

Efecto NIIF 9 y NIIF 15 sobre el Balance de situación consolidado a 1 de enero de 2018

A continuación se presentan los efectos sobre el Balance de situación consolidado a 1 de enero de 2018 derivados de la adopción de la NIIF 9 y de la NIIF 15, anteriormente detallados:

Balance de situación consolidado (en millones de euros)

	1.1.2018	NIIF 9	NIIF 15	Total ajustes	1.1.2018 NIIF 9 y NIIF 15
ACTIVO					
ACTIVO NO CORRIENTE	36.239	2	61	63	36.302
ACTIVO CORRIENTE	11.083	(101)	-	(101)	10.982
TOTAL ACTIVO	47.322	(99)	61	(38)	47.284
PATRIMONIO NETO Y PASIVO					
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	14.734	(50)	46	(4)	14.730
Participaciones no dominantes	3.571	(13)	-	(13)	3.558
PATRIMONIO NETO	18.305	(63)	46	(17)	18.288
PASIVO NO CORRIENTE	21.409	(36)	15	(21)	21.388
PASIVO CORRIENTE	7.608	-	-	-	7.608
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	47.322	(99)	61	(38)	47.284

Efecto NIIF 9 y NIIF 15 en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada intermedia a 30 de junio de 2018

La aplicación de la NIIF 15 ha supuesto, en la Cuenta de pérdidas y ganancias intermedia a 30 de junio de 2018, un menor gasto de explotación de 24 millones de euros por la activación de costes de captación comerciales y un mayor gasto por dotación de amortización de 17 millones de euros por la amortización del activo reconocido en primera aplicación. En cuanto a la NIIF 9, el impacto en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del reconocimiento del deterioro de activos financieros en base al modelo de la pérdida crediticia ha sido un incremento del gasto de 9 millones de euros mientras que el impacto de la nueva contabilidad de las operaciones de modificación de pasivos financieros, tanto las mencionadas de ejercicios anteriores como la realizada en este período (Nota 8), ha supuesto un aumento del gasto financiero de 2 millones de euros.

El impacto en las ganancias por acción básicas y diluidas no resulta significativo.

A continuación se detallan las normas, modificaciones e interpretaciones que entrarán en vigor para los ejercicios iniciados con posterioridad a 1 de enero de 2019 y siguientes:

Normas adoptadas por la Unión Europea		Entrada en vigor para los ejercicios iniciados
NIIF 16, "Arrendamientos"	Nueva norma que sustituye a la NIC 17.	1 de enero de 2019
NIIF 9 (Modificación), "Características de pago anticipado con compensación negativa"	Permite la valoración a coste amortizado de ciertos instrumentos financieros con pago anticipado.	1 de enero de 2019
Normas emitidas por el IASB pendientes de adopción por la Unión Europea		Entrada en vigor para los ejercicios iniciados
NIC 19 (Modificación) "Modificación, reducción o liquidación del Plan"	Estas modificaciones requieren que se utilicen hipótesis actuariales actualizadas para determinar los costes de los servicios del ejercicio actual y los intereses netos para el resto del ejercicio.	1 de enero de 2019
CINIIF 23, "Incertidumbre sobre tratamientos fiscales"	Clarifica el registro y valoración de la NIC 12 en casos de incertidumbre sobre si las autoridades fiscales aceptan un determinado tratamiento fiscal utilizado por la entidad.	1 de enero de 2019
NIIF 10 (Modificación) y NIC 28 (Modificación) "Venta o aportación de activos entre un inversor y sus asociadas o negocios conjuntos"	Estas modificaciones aclaran el tratamiento contable de las ventas y aportaciones de activos entre un inversor y sus asociadas y negocios conjuntos	Postpuesta sin fecha concreta
NIC 28 (Modificación), "Interés a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos"	Clarifica la aplicación de la NIIF 9 a los intereses a largo plazo en una asociada o negocio conjunto si no se les aplica el método de la participación.	1 de enero de 2019
Mejoras anuales de las NIIF Ciclo 2015-2017	Modificaciones menores de varias normas.	1 de enero de 2019
Referencias al Marco Conceptual a las NIIF (Modificación)	Asegurar que las normas son consistentes, incluye un nuevo capítulo sobre valoración, mejora las definiciones y guías, y aclara áreas como la prudencia y la valoración de la incertidumbre.	1 de enero de 2020
NIIF 17 "Contratos de seguros"	Nueva norma que sustituye la NIIF 4.	1 de enero de 2021

Ninguna de estas normas y modificaciones han sido aplicadas anticipadamente.

NIIF 16 – "Arrendamientos"

La NIIF 16 entrará en vigor en 2019 y sustituirá a la NIC 17 y a las interpretaciones asociadas actuales, sin que a la fecha se haya determinado el método de transición a aplicar.

La NIIF 16 "Arrendamientos" establece que los arrendatarios contabilicen todos los arrendamientos bajo un único modelo de balance. Se deberán reconocer en el Balance de situación consolidado, a la fecha de inicio de un arrendamiento, los activos por el derecho de uso de un activo subyacente durante la duración del contrato y los pasivos por los pagos a realizar derivados de los contratos de arrendamiento operativo (a excepción de los acuerdos de arrendamiento a corto plazo y los que tienen por objeto activos de bajo valor). Adicionalmente, cambiará el criterio de registro del gasto por arrendamientos, que se registrará como gasto por amortización del activo y gasto financiero por actualización del pasivo por arrendamiento.

En cuanto a la contabilización actual del arrendador la norma no varía sustancialmente. El arrendador deberá seguir clasificando el arrendamiento como operativo o como financiero, en función del grado de transmisión sustancial de los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad.

El análisis aún se encuentra en curso a la fecha de la presentación de los Estados Financieros Consolidados Intermedios. Naturgy ha completado la recopilación de los datos necesarios de sus contratos de arrendamientos operativos para poder evaluar los correspondientes impactos y para la estimación del impacto de la NIIF 16 para cada categoría de compromiso, se están considerando diferentes tasas por categoría, país y plazo. Dicho plazo se determina por los años del contrato, o vida útil del bien al que está afecto el mismo.

No obstante, considerando el volumen poco relevante de los compromisos por contratos de arrendamiento operativo que mantiene el Grupo, Naturgy estima que el impacto más relevante de la NIIF 16 en los estados financieros consolidados se referirá a un incremento del pasivo financiero (y del activo por el derecho de uso) de alrededor de 300 millones de euros y a la presentación de los pasivos por arrendamiento financiero, actualmente incluidos en los epígrafes de Otros pasivos corrientes y no corrientes, como pasivo financiero.

3.6 Perímetro de consolidación

Ejercicio 2018

En 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.

En marzo de 2018 Naturgy, a través de su filial Global Power Generation, acordó la adquisición de dos proyectos fotovoltaicos solares en Brasil que se espera entren en operación en el cuarto trimestre de 2018.

En 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, S.A., que posee los activos de redes de gas en España.

En mayo de 2018 finalizó el plazo de aceptación de la oferta pública de adquisición sobre Gas Natural S.A. ESP completándose así la venta del 41,9% pendiente del negocio de distribución gas Colombia.

Ejercicio 2017

En el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 no se produjeron variaciones significativas en el perímetro de consolidación.

En el Anexo I se recogen las variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el primer semestre de 2018 y en el ejercicio 2017.

Nota 4. Hechos significativos del período

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 descritos en la Nota 9 “Activos no corrientes y grupos enajenables de elementos mantenidos para la venta y actividades interrumpidas”, 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 de euros 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 (Nota 9), ii) del negocio de distribución y comercialización de gas en Italia, así como la cesión del contrato de suministro de gas, por 766 millones de euros, generando una plusvalía de 188 millones de euros 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 (Nota 9) y iii) de la venta de una participación minoritaria del 20% del negocio de distribución de gas en España por 1.500 millones de euros que ha generado un incremento de 1.016 millones de euros en el epígrafe de “Reservas” del Balance de situación consolidado (Nota 10).

Asimismo, en este período se incorpora un importe total de -221 millones de euros en el “Resultado después de impuestos de las actividades interrumpidas neto de impuestos” de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, derivado de las desvalorizaciones del valor neto contable de las inversiones mantenidas para la venta en Moldavia por 73 millones de euros, en Kenya por 7 millones de euros y en el negocio de minería en Sudáfrica por un importe de 141 millones de euros tomando en consideración la evolución de los procesos de desinversión (Nota 9).

- 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 las mismas 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 y de otros factores acaecidos durante el período, ha resultado un deterioro de 4.851 millones de euros (Nota 6), que ha sido registrado en los epígrafes “Amortización y pérdidas por deterioro” por importe de 4.279 millones de euros y “Resultado de entidades valoradas por el método de la participación” por importe de 572 millones de euros 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” por importe de 54 millones de euros.

Nota 5. Información financiera por segmentos

Un segmento de operación es un componente que desarrolla actividades de negocio por las que puede obtener ingresos ordinarios e incurrir en gastos, cuyos resultados de explotación son revisados de forma regular por el Consejo de Administración en la toma de decisiones de explotación de Naturgy, para decidir sobre los recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento, y en relación con el cual se dispone de información financiera diferenciada.

El nuevo Plan Estratégico 2018-2022, aprobado por el Consejo de Administración en fecha 27 de junio de 2018, ha determinado un nuevo modelo de segmentos con plena responsabilidad e independencia en la gestión. Como consecuencia de lo anterior se han redefinido los segmentos de operación en base a los siguientes criterios:

- Gas y Electricidad:
 - Comercialización gas, electricidad y servicios: tiene como objetivo gestionar un nuevo modelo comercial integrado tanto para gas, electricidad y servicios, maximizando el valor del portfollio a través de focalizarse en el cliente y con alto potencial de crecimiento en servicios y soluciones.
 - Comercialización internacional de GNL: incluye tanto la comercialización del gas natural licuado como la actividad de transporte marítimo.
 - Generación electricidad Europa: incluye tanto la generación convencional (centrales hidráulicas, carbón, nuclear y ciclos combinados) como la generación renovable (eólica, mini hidráulica, solar y cogeneración), todo ello en el ámbito de España actualmente.
 - Generación electricidad Internacional: incluye el parque de generación de electricidad de Global Power Generation (GPG) que está situado en Latinoamérica (Brasil, Chile, Costa Rica, México, Panamá, República Dominicana y Puerto Rico, este último integrado por el método de participación a través de la sociedad EcoEléctrica LP) y en Australia.

- Infraestructuras EMEA:
 - Distribución gas España: engloba el negocio regulado de distribución de gas en España.
 - Distribución electricidad España: engloba el negocio regulado de distribución de electricidad en España.
 - EMPL: Gestiona el gasoducto Magreb – Europa.
- Infraestructuras Latinoamérica Zona Sur: incluye el negocio regulado de distribución de gas en Argentina, Brasil, Chile y Perú y el negocio regulado de distribución de electricidad en Argentina y Chile, así como el negocio de comercialización de gas en Chile.
- Infraestructuras Latinoamérica Zona Norte: incluye el negocio regulado de distribución de gas en México y el negocio regulado de distribución de electricidad en Panamá.
- Resto. Incluye básicamente la actividad de Unión Fenosa Gas (consolidada por el método de participación) y la actividad de almacenamiento de gas.

Los resultados e inversiones por segmentos para los períodos de referencia son los siguientes:

	Gas y Electricidad					Infraestructuras EMEA				Infraestructuras Latinoamérica Sur					Infraestructuras Latinoamérica Norte			Resto	Elimina- ciones	TOTAL
	Comer- cialización	GNL	Gener. Europa	Gener. Internacional	Total	Redes Gas España	Redes Elec. España	EMPL	Total	Argentina	Brasil	Chile	Perú	Total	México	Panamá	Total			
Seis meses terminados a 30 de junio de 2018	5.640	1.760	145	425	7.970	576	412	36	1.024	321	735	1.435	2	2.493	277	377	654	35		
Importe neto cifra negocios consolidado	1.128	35	767	8	1.938	36	15	121	172	-	-	-	-	-	-	-	-	94		
Importe neto cifra negocios segmentos	6.768	1.795	912	433	9.908	612	427	157	1.196	321	735	1.435	2	2.493	277	377	654	129	(2.204)	
Aprovisionamientos segmentos	(6.457)	(1.555)	(465)	(243)	(8.720)	(41)	-	-	(41)	(203)	(563)	(1.009)	(1)	(1.776)	(159)	(305)	(464)	(28)	2.122	(8.907)
Gastos de personal neto	(64)	(2)	(56)	(19)	(141)	(43)	(39)	(2)	(84)	(17)	(20)	(73)	(1)	(111)	(16)	(6)	(22)	(106)	-	(464)
Otros ingresos/gastos de explotación	(192)	(5)	(225)	(30)	(452)	(96)	(72)	(12)	(180)	(58)	(42)	(142)	(2)	(244)	(24)	(21)	(45)	38	82	(801)
EBITDA	55	233	166	141	595	432	316	143	891	43	110	211	(2)	362	78	45	123	33	-	2.004
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortización y pérdidas por deterioro de inmov.	(31)	(36)	(4.147)	(82)	(4.296)	(146)	(119)	(26)	(291)	(2)	(30)	(79)	(46)	(157)	(20)	(17)	(37)	(384)	-	(5.165)
Dotación a provisiones	(30)	-	-	-	(30)	(2)	-	-	(2)	(7)	(2)	(12)	-	(21)	(8)	(2)	(10)	-	-	(63)
Resultado de explotación	(6)	197	(3.981)	59	(3.731)	284	197	117	598	34	78	120	(48)	184	50	26	76	(351)	-	(3.224)
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(306)
Resultado método participación	-	-	7	(7)	-	-	-	-	-	-	-	15	-	15	-	-	-	(574)	-	(559)
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.089)
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	926
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.163)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(15)
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.178)
Inversiones inmov.material e intangible (Nota 7) (1)	35	380	109	99	623	94	90	1	185	27	35	170	6	238	35	45	80	19	-	1.145

	Gas y Electricidad					Infraestructuras EMEA				Infraestructuras Latinoamérica Sur					Infraestructuras Latinoamérica Norte			Resto	Elimina- ciones	TOTAL
	Comer- cialización	GNL	Gener. Europa	Gener. Internacional	Total	Redes Gas España	Redes Elec. España	EMPL	Total	Argentina	Brasil	Chile	Perú	Total	México	Panamá	Total			
Seis meses terminados a 30 de junio de 2017 (*)	5.323	1.073	148	431	6.975	581	399	39	1.019	286	803	1.756	-	2.845	281	407	688	42	-	11.569
Importe neto cifra negocios consolidado	1.177	51	792	7	2.027	57	21	120	198	-	-	31	-	31	-	-	-	87	-	2.343
Importe neto cifra negocios segmentos	6.500	1.124	940	438	9.002	638	420	159	1.217	286	803	1.787	-	2.876	281	407	688	129	(2.343)	11.569
Aprovisionamientos segmentos	(6.190)	(952)	(458)	(247)	(7.847)	(50)	-	-	(50)	(178)	(603)	(1.350)	-	(2.131)	(160)	(324)	(484)	(17)	2.266	(8.263)
Gastos de personal neto	(54)	(3)	(60)	(18)	(135)	(44)	(53)	(2)	(99)	(22)	(21)	(77)	(1)	(121)	(13)	(6)	(19)	(95)	-	(469)
Otros ingresos/gastos de explotación	(215)	(6)	(215)	(35)	(471)	(111)	(69)	(9)	(189)	(58)	(53)	(104)	(2)	(217)	(21)	(25)	(46)	39	77	(807)
EBITDA	41	163	207	138	549	433	298	148	879	28	126	256	(3)	407	87	52	139	56	-	2.030
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortización y pérdidas por deterioro de inmov.	(13)	(24)	(224)	(60)	(321)	(148)	(113)	(18)	(279)	(2)	(33)	(74)	-	(109)	(17)	(16)	(33)	(58)	-	(800)
Dotación a provisiones	(28)	-	-	-	(28)	(4)	-	-	(4)	(3)	(2)	(12)	-	(17)	(6)	(2)	(8)	(1)	-	(58)
Resultado de explotación	-	139	(17)	78	200	281	185	130	596	23	91	170	(3)	281	64	34	98	(3)	-	1.172
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(349)
Resultado método participación	-	-	8	29	37	-	-	-	-	-	-	16	-	16	-	-	-	(46)	-	7
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	830
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(183)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	647
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	64
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	711
Inversiones inmov.material e intangible (Nota 7) (1)	25	-	54	90	169	82	106	2	190	21	49	156	4	230	41	52	93	55	-	737

(*) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas por la aplicación de la NIIF 5 (ver Nota 3.4 y 9).

(1) Se incluye la inversión en "inmovilizado material" e "inmovilizado intangible" (Nota 7).

Nota 6. Pérdidas por deterioro de valor de los activos

Como consecuencia de las circunstancias descritas en la Nota 4 “Hechos significativos del período” y la Nota 5 “Información financiera por segmentos” y alineando la nueva estructura, con la nueva visión y modo de gestión de los negocios y de los flujos de caja del nuevo Plan Estratégico, se produce una nueva definición de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), tal como sigue:

- Gas y Electricidad:
 - Comercialización gas, electricidad y servicios: La gestión comercial de gas natural, electricidad y servicios se realiza de manera integral, maximizando el valor del portfolio a través de focalizarse en el cliente y con alto potencial de crecimiento en servicios y soluciones, por lo que existe una única UGE.
 - Comercialización internacional de GNL: Se considera que existe una única UGE ya que se gestiona a nivel global tanto la comercialización del gas natural licuado como la actividad de transporte marítimo.
 - Generación electricidad Europa: Se considera que existe una UGE para generación de electricidad convencional (centrales hidráulicas, carbón, nuclear y ciclos combinados) y otra UGE para generación de electricidad renovable (eólica, mini hidráulica, solar y cogeneración) atendiendo a la nueva visión estratégica del mercado eléctrico español, con mayor presencia en renovables y mayor volatilidad de precios horarios, lo que requiere una especialización de la gestión de la generación convencional y de la generación renovable focalizada respectivamente en ajuste de costes e incremento de la capacidad instalada, en línea con la reorganización efectuada.

En ejercicios anteriores, estas actividades formaban parte de una única UGE debido a que se gestionaban y controlaban de forma conjunta y centralizada en función de las condiciones de la demanda, donde todas las centrales de distintas tecnologías jugaban un papel relevante, complementario y necesario ante distintas situaciones de mercado, proporcionando la electricidad demandada por los clientes en cada momento. Sin embargo, como resultado de las diferentes subastas realizadas a lo largo de 2017 en las que Naturgy ha sido adjudicataria de una potencia total de 971 MW eólica y solar, la producción de generación de electricidad renovable pasará de representar en 2017 un 8% con respecto a la de generación convencional a más del 30% en 2020, incrementando la aportación cuantitativa de los ingresos, las inversiones y los resultados, cada vez más afectados por la disponibilidad de los parques, la volatilidad de los precios electricidad y las revisiones de los complementos retributivos, todo lo cual hace que las entradas de efectivo de dichos activos de generación renovable se consideren independientes de las de los activos de generación convencional.

- Generación electricidad Internacional: Se considera que existe una UGE en cada país en el que se opera (Brasil, Costa Rica, México, Panamá, República Dominicana, Puerto Rico y Australia) al tratarse de negocios sujetos a distintos marcos regulatorios y gestionados de manera independiente.
- Infraestructuras EMEA:
 - Distribución gas España: Constituye una única UGE puesto que el desarrollo, operación y mantenimiento de la red de distribución de gas se gestiona de forma conjunta.
 - Distribución electricidad España: Constituye una única UGE puesto que la red está formada por un conjunto de elementos de activo interrelacionados cuyo desarrollo, operación y mantenimiento se gestiona de forma conjunta.
 - EMPL: Constituye una única UGE que gestiona el gasoducto Magreb – Europa.
- Infraestructuras Latinoamérica Zona Sur: Se considera que existe una UGE para cada negocio y país en el que se opera, al tratarse de negocios sujetos a distintos marcos regulatorios. Incluye el negocio regulado de distribución de gas en Argentina, Brasil, Chile y Perú y el negocio regulado de distribución de electricidad en Argentina y Chile.

- Infraestructuras Latinoamérica Zona Norte: Se considera que existe una UGE para cada negocio y país en el que se opera, al tratarse de negocios sujetos a distintos marcos regulatorios. Incluye el negocio regulado de distribución de gas en México y el negocio regulado de distribución de electricidad en Panamá.
- Resto: Incluye básicamente la UGE de Unión Fenosa Gas y la UGE de almacenamiento de gas.

En resumen, y con respecto al año anterior, además de haberse realizado diversas reubicaciones de UGE entre segmentos, la UGE de Electricidad España se ha separado en: i) Comercialización de electricidad, gas y servicios, ii) Generación de electricidad convencional; y iii) Generación de electricidad renovable.

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 de euros, originados por la reevaluación de las estimaciones de flujos de efectivos futuros basados en el mencionado Plan, o por otros factores acaecidos durante el período, y que se detallan como sigue:

- Un importe de 3.929 millones de euros registrado en el epígrafe de “Amortización y pérdidas por deterioro” de las centrales de generación de electricidad convencional en España. Este importe incorpora 1.538 millones de euros correspondientes a la totalidad del fondo de comercio (Nota 7).

Como consecuencia de la existencia de indicios de deterioro, tras la aprobación del nuevo Plan Estratégico, y teniendo en consideración los informes externos de analistas que indican un valor del negocio de electricidad en España inferior al valor en libros, se ha llevado a cabo un análisis de deterioro para las tres UGE que conformaban en ejercicios anteriores la UGE de Electricidad en España: Generación de electricidad convencional, Generación de electricidad renovable y Comercialización de electricidad, resultando deterioro únicamente en la UGE de Generación de electricidad convencional en España.

Las nuevas hipótesis y proyecciones que afectan a estas UGE están basadas en el nuevo Plan Estratégico 2018-2022, aprobado por el Consejo de Administración resultante tras la última Junta General de Accionistas y que actualizan las que se habían utilizado hasta la fecha, se han determinado: i) a la luz de las nuevas variables del entorno para el próximo quinquenio, ii) teniendo en cuenta la incertidumbre relativa al papel de determinados activos de generación en la política de transición energética (carbón, nuclear y ciclos combinados) y consecuentemente, a la evolución de sus riesgos asociados, iii) considerando la mayor presencia prevista en renovables, iv) vista la creciente volatilidad de precios en el mercado mayorista de electricidad y de los derechos de emisión y v) valorando las referencias de transacciones anunciadas muy recientes en activos de generación de electricidad convencional en España.

Las principales hipótesis consideradas han sido las siguientes:

	2018	2019	2020	2021	2022
Evolución PIB español	2,70%	2,20%	1,90%	1,70%	1,70%
Precio pool €/MWh	58,5	56,8	54,8	51,3	50,3
Brent (USD/bbl)	75,3	75,5	71,0	67,8	65,6
Gas Henry Hub (USD/MMBtu)	2,9	2,8	2,7	2,7	2,7
Carbón (API2 CIF ARA) (USD/t)	89,6	88	85,2	82,9	81,9
CO2 €/t	14,0	16,1	16,3	16,6	17,0

Los aspectos más sensibles que se incluyen en la nueva estimación del importe recuperable determinado de acuerdo al valor en uso y aplicando la metodología detallada en las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2017, son los siguientes:

- Electricidad producida. La evolución de la demanda se ha estimado en base al consenso de varios Organismos internacionales. La cuota de participación se ha estimado en función de la cuota de mercado de Naturgy en cada tecnología y de la evolución que se espera de la cuota de cada tecnología en el mercado total y asumiendo un año de hidraulicidad media. La principal variación con respecto a las proyecciones pasadas corresponde a una disminución de producción convencional en consonancia con la evolución futura esperada del “mix” de generación

convencional.

- Precio de la electricidad. Los precios de la energía en el mercado empleados se han calculado con los modelos que cruzan la demanda esperada con las previsiones de la oferta, considerando la evolución previsible del parque de generación en España, en base a las previsiones sectoriales. La principal variación con respecto a las proyecciones pasadas corresponde a que, como resultado de dicho análisis, se han obtenido unas sendas de precios que, como consecuencia de la mencionada elevada incertidumbre de la política energética en España, se han ajustado a la baja en promedio con las curvas de futuros y las previsiones de analistas. Las fuentes utilizadas para las previsiones de analistas corresponden a IHS CERA.
- Coste de los combustibles. Estimado en base a los contratos a largo plazo de aprovisionamiento suscritos por Naturgy y a la evolución prevista de las curvas de precios y la experiencia en los mercados donde opera. La principal variación con respecto a las proyecciones pasadas corresponde a un incremento del coste de derechos de emisión en base a la evolución de curvas de futuros y previsiones de analistas (IHS CERA).
- Costes de operación y mantenimiento. Han sido estimados a partir de los costes históricos del parque gestionado.
- Los tributos establecidos por la Ley 15/2012.

Asimismo, se ha utilizado una tasa de crecimiento a largo plazo del 1,9% y una tasa de descuento antes de impuestos de 7,0% para la UGE de Generación de electricidad convencional. La tasa de descuento se ha determinado de manera específica para la nueva UGE en función a los riesgos asociados a la misma de manera consistente con los considerados en las estimaciones de flujos de caja futuros. En el ejercicio 2017, la tasa de descuento antes de impuestos considerada para la UGE de Electricidad España fue del 6,3%, mientras que la tasa de crecimiento a largo plazo para dicha UGE fue del 2,2%.

Adicionalmente se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad para cada una de las siguientes variaciones de las hipótesis clave de forma independiente:

- un aumento de la tasa de descuento de 50 puntos básicos incrementaría el deterioro en 346 millones de euros.
 - una disminución de la tasa de crecimiento de 50 puntos básicos incrementaría el deterioro en 272 millones de euros.
 - una disminución de la electricidad producida del 5% incrementaría el deterioro en 143 millones de euros.
 - un aumento de los costes de combustibles del 5% incrementaría el deterioro en 355 millones de euros.
 - una disminución del precio de electricidad del 5% incrementaría el deterioro en 389 millones de euros.
- Un importe de 538 millones de euros correspondiente al deterioro de la participación del 50% en Unión Fenosa Gas registrado en el epígrafe “Resultado de entidades valoradas por el método de la participación”.

Desde 2012 Egyptian Natural Gas Holding (EGAS), empresa pública egipcia, dejó de suministrar gas a Unión Fenosa Gas, y dejó de pagar el canon de uso de la planta de licuefacción de Damietta (Egipto). Esta circunstancia provocó la presentación de diversas reclamaciones en sede arbitral cuya resolución se ha retrasado considerablemente respecto a las expectativas contenidas en la información recogida en las Cuentas anuales consolidadas a 31 de diciembre de 2017. Como consecuencia de los deterioros ya realizados en ejercicios anteriores, a 31 de diciembre de 2017, el valor recuperable de Unión Fenosa Gas equivalía aproximadamente a su valor neto contable, por lo que cualquier variación negativa en las hipótesis suponía que el valor recuperable fuera inferior al valor neto contable.

Los aspectos más sensibles que se incluyen en el análisis de deterioro realizado son los siguientes:

- Volúmenes de gas a suministrar por cada fuente de aprovisionamiento. Las principales causas de las diferencias entre las proyecciones de flujos de efectivo pasadas y corrientes corresponde a la disminución de los volúmenes de gas a suministrar de Egipto y a licuar en la planta durante el período del Plan Estratégico 2018-2022, como consecuencia de que todavía no se ha materializado el acuerdo con EGAS y considerando los retrasos en los procesos de arbitraje arriba mencionados.
- Coste de los aprovisionamientos de gas. De acuerdo a los precios de los contratos a largo plazo suscritos por Unión Fenosa Gas y a la evolución prevista de los precios en los mercados spot en base a la variación de la composición de los volúmenes de gas afectados por la situación de Egipto.
- Precio de venta del gas natural. Valorado con los modelos predictivos de acuerdo con la evolución prevista de las curvas de precios y la experiencia en los mercados en los que opera Unión Fenosa Gas.

Asimismo, se ha utilizado una tasa de crecimiento a largo plazo del 1,9% (1,8% en el ejercicio 2017) y una tasa de descuento antes de impuestos de 15,1% (13,4% en el ejercicio 2017).

El deterioro acumulado a 30 de junio de 2018 registrado por la participación del 50% en Unión Fenosa Gas asciende a 1.166 millones de euros (628 millones de euros a 31 de diciembre de 2017).

Adicionalmente se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad para un aumento de la tasa de descuento de 50 puntos básicos que implicaría un incremento del deterioro en 16 millones de euros.

- Un importe de 171 millones de euros registrado en el epígrafe de “Amortización y pérdidas por deterioro” correspondiente a Aplicaciones Informáticas, motivado por la revisión de las mismas en el marco del nuevo Plan Estratégico 2018-2022 y teniendo en cuenta su obsolescencia.
- Un importe de 34 millones de euros correspondiente al deterioro de la participación del 50% en la sociedad de generación de electricidad EcoEléctrica L.P. registrado en el epígrafe “Resultado de entidades valoradas por el método de la participación” como consecuencia de la necesidad de la actualización a efectos del análisis de deterioro de las hipótesis de electricidad producida y precio de electricidad posteriores a la renovación prevista en marzo de 2022 del contrato de venta de electricidad (Power Purchase Agreement o PPA) con Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA), que está condicionada por la evolución prevista a largo plazo del escenario energético.

Asimismo se ha utilizado una tasa de crecimiento a largo plazo del 1,0% (2,0% en el ejercicio 2017) y una tasa de descuento antes de impuestos de 8,3% (6,5% en el ejercicio 2017).

Adicionalmente se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad para un aumento de la tasa de descuento de 50 puntos básicos que implicaría un incremento del deterioro en 6 millones de euros.

- Un importe de 179 millones de euros registrado en el epígrafe de “Amortización y pérdidas por deterioro” correspondiente al deterioro de costes activados en diversos proyectos de distribución de gas incluidos en Infraestructuras Latinoamérica Zona Sur por importe de 45 millones de euros y de otros proyectos diversos incluidos en Resto por importe de 134 millones de euros por la falta de viabilidad de los mismos.

Adicionalmente, y con anterioridad a la aprobación del nuevo Plan Estratégico 2018-2022, se han registrado otros deterioros o saneamientos de activos diversos por importe de 54 millones de euros:

- Un importe de 30 millones de euros del negocio de generación de electricidad en República Dominicana registrado en marzo de 2018 en el epígrafe de “Amortización y pérdidas por deterioro” como consecuencia de la actualización a efectos del análisis de deterioro de las hipótesis de electricidad producida y precio de electricidad que ha sido necesaria en un escenario de crecimiento de la capacidad del parque de generación con otras tecnologías en el país.

Asimismo se ha utilizado una tasa de crecimiento a largo plazo del 4,0% (4,0% en el ejercicio 2017) y una tasa de descuento antes de impuestos de 13,8% (12,8% en el ejercicio 2017).

Adicionalmente se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad para un aumento de la tasa de descuento de 50 puntos básicos que implicaría un incremento del deterioro en 2 millones de euros.

- Un importe de 24 millones de euros registrado en los meses de abril y mayo de 2018 en el epígrafe de “Amortización y pérdidas por deterioro” correspondiente al deterioro de costes activados en diversos proyectos incluidos en Resto por la falta de viabilidad de los mismos.

Nota 7. Inmovilizado intangible e inmovilizado material

El movimiento para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2018 en el inmovilizado intangible y en el inmovilizado material es el siguiente:

	Fondo de comercio	Otro inmovilizado intangible	Total inmovilizado intangible	Inmovilizado material
Coste bruto	4.760	7.952	12.712	35.733
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	-	(2.791)	(2.791)	(13.079)
Valor neto contable a 31/12/17	4.760	5.161	9.921	22.654
Impacto primera aplicación NIIF 15 (Nota 3.5)	-	61	61	-
Valor neto contable a 1/1/18	4.760	5.222	9.982	22.654
Inversión	-	121	121	1.024
Desinversión	-	(1)	(1)	(10)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro ⁽¹⁾	(1.538)	(399)	(1.937)	(3.136)
Combinaciones de negocios	9	28	37	-
Diferencias de conversión	1	(205)	(204)	(42)
Reclasificaciones y otros ⁽²⁾	(12)	(28)	(40)	(82)
Valor neto contable a 30/06/18	3.220	4.738	7.958	20.408
Coste bruto	3.220	7.866	11.086	36.348
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	-	(3.128)	(3.128)	(15.940)
Valor neto contable a 30/06/18	3.220	4.738	7.958	20.408

(1) Incluye el impacto de los deterioros de activos intangibles y materiales detallados en la Nota 6.

(2) Incluye principalmente el traspaso del negocio de minería en Sudáfrica a “Activos no corrientes mantenidos para la venta” a la fecha en la que se aplica esta clasificación, mayo 2018 (Nota 9).

En la Nota 5 se desglosan las inversiones por segmentos de operación que incluyen como más significativas las realizadas en inversiones recurrentes para la planificación y desarrollo de la red de distribución de gas y de electricidad y las realizadas en el negocio de Electricidad Internacional así como la incorporación de dos nuevos buques metaneros en régimen de arrendamiento financiero por 380 millones de euros.

En el mes de marzo de 2018 Naturgy, a través de su filial Global Power Generation, acordó la compra de las sociedades Guimaranía I Solar Spe Ltda. y Guimaranía II Solar Spe Ltda., dos plantas solares en Brasil, a Canadian Solar por 35 millones de euros. En el proceso de asignación provisional del precio de compra se han identificado los activos susceptibles de ser revalorizados correspondientes a los contratos de venta de electricidad, registrándose un incremento de intangible de 27 millones de euros y un fondo de comercio de 9 millones de euros.

Naturgy mantiene a 30 de junio de 2018 compromisos de inversión en inmovilizado por 155 millones de euros, básicamente para la construcción de varios parques de generación renovable en España y Australia, el desarrollo de la red de distribución y otras infraestructuras de gas y el desarrollo de la red de distribución de electricidad.

El movimiento y composición del fondo de comercio por UGE es el siguiente:

	1.1.2018	Combinación de negocios	Diferencias de conversión	Traspaso mantenida para la venta	Reclasificación UGE	Deterioro	30.06.2018
Gas y Electricidad	3.148	9	11	-	-	(1.538)	1.630
Electricidad España	2.708	-	-	-	(2.708)	-	-
Generación convencional España	-	-	-	-	1.538	(1.538)	-
Generación renovable España	-	-	-	-	743	-	743
Comercialización gas, electricidad y servicios	16	-	-	-	427	-	443
Generación internacional México	420	-	11	-	-	-	431
Generación internacional Chile	4	-	-	-	-	-	4
Generación internacional Brasil	-	9	-	-	-	-	9
Infraestructuras EMEA	1.070	-	-	-	-	-	1.070
Distribución de electricidad España	1.070	-	-	-	-	-	1.070
Infraestructuras Latinoamérica Zona Sur	386	-	(15)	-	-	-	371
Distribución gas Brasil	18	-	(1)	-	-	-	17
Distribución gas Chile	74	-	(3)	-	-	-	71
Distribución electricidad Chile	294	-	(11)	-	-	-	283
Infraestructuras Latinoamérica Zona Norte	144	-	5	-	-	-	149
Distribución gas México	20	-	1	-	-	-	21
Distribución electricidad Panamá	124	-	4	-	-	-	128
Resto	12	-	-	(12)	-	-	-
Total	4.760	9	1	(12)	-	(1.538)	3.220

En el apartado de “Reclasificación UGE” se incluye, como consecuencia de la redefinición de las UGE indicada en la Nota 6, la reasignación del fondo de comercio de la UGE de Electricidad España a las UGE de Comercialización gas, electricidad y servicios, de Generación electricidad convencional y de Generación electricidad renovable, en base a los valores relativos del fondo de comercio asociado con las unidades reorganizadas, a 30 de junio de 2018. Se ha llevado a cabo un análisis de deterioro para estas UGE resultando deterioro únicamente en la UGE de Generación de electricidad convencional en España por la totalidad del fondo de comercio por un importe de 1.538 millones de euros (Nota 5).

Nota 8. Instrumentos financieros

a) Activos financieros

El detalle de los activos financieros, excluyendo “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar” y “Efectivo y otros activos líquidos equivalentes”, a 30 de junio de 2018 y a 31 de diciembre de 2017, clasificados por naturaleza y categoría es el siguiente:

	VR con cambios en Otro resultado global	VR con cambios en resultados	Coste amortizado	Total
A 30 junio 2018				
Instrumentos de patrimonio	285	88	-	373
Derivados	30	2	-	32
Otros activos financieros	-	-	706	706
Activos financieros no corrientes	315	90	706	1.111
Derivados	14	58	-	72
Otros activos financieros	-	-	326	326
Activos financieros corrientes	14	58	326	398
Total activos financieros a 30/06/2018	329	148	1.032	1.509

	VR con cambios en Otro resultado global	VR con cambios en resultados	Coste amortizado	Total
A 31 diciembre 2017				
Instrumentos de patrimonio	465	95	-	560
Derivados	4	11	-	15
Otros activos financieros	-	-	740	740
Activos financieros no corrientes	469	106	740	1.315
Derivados	20	45	-	65
Otros activos financieros	-	-	397	397
Activos financieros corrientes	20	45	397	462
Total activos financieros a 31/12/2017	489	151	1.137	1.777

- A 30 de junio de 2018, se incluye dentro de “Valor razonable con cambios en otro resultado global”:
 - Instrumentos de patrimonio: La participación del 85,4% en Electricadora del Caribe, S.A. ESP (Electricaribe), sociedad intervenida desde el 14 de noviembre de 2016 por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de la República de Colombia (Superintendencia) para la que durante este primer semestre de 2018 se han producido los siguientes hechos y circunstancias:
 - Durante este primer semestre de 2018 no se ha llegado a un acuerdo con los aseguradores sobre la reclamación del seguro por importe de 500 millones de dólares, por lo que se deberá iniciar un arbitraje internacional cuya resolución no se prevé en el corto y medio plazo.
 - Finalmente, el pasado 15 de junio de 2018 se ha entregado la demanda de arbitraje ante el Tribunal de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI) con el objetivo de recuperar la compañía con un marco regulatorio viable, y en su defecto, conseguir una compensación.

A 31 de diciembre de 2017 esta participación figuraba valorada por 416 millones de euros, correspondiente a su valor razonable a la fecha de la pérdida de control, que no difería de su valor neto contable, ajustado por el efecto derivado de las variaciones en el tipo de cambio.

El agravamiento de la situación de incertidumbre sobre la cuantía y la fecha en que se hará efectiva la indemnización del seguro como consecuencia de la mencionada evolución de la reclamación que deberá hacerse en el curso de un proceso litigioso en el que influirán circunstancias ajenas al control de Naturgy, así como el progresivo deterioro patrimonial de la compañía, ha supuesto la necesidad de revisar el valor razonable de la participación. Ante la dificultad en realizar dicha valoración consecuencia de la situación específica de este activo se han tomado en consideración los Estados Financieros auditados de Electricaribe a 31 de diciembre de 2017, que no se han recibido del Agente especial designado por la Superintendencia hasta el pasado 30 de junio de 2018, que reflejan un valor patrimonial atribuido por el 85,4% de la participación de 276 millones de euros, registrando una disminución del valor razonable de dicha participación por importe de 140 millones de euros.

Dado que para esta inversión en instrumento de patrimonio se ha hecho uso de la opción que permite la NIIF 9 de calificación irrevocable en la nueva categoría de “Instrumentos de patrimonio a valor razonable con cambios en otro resultado global” (Nota 3.5), esta disminución de valor razonable se ha registrado en “Otro resultado global acumulado”.

- Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2017 se incluía la participación del 2,23% en Richards Bay Coal Terminals Ltd, sociedad que opera una terminal para la exportación de carbón en Sudáfrica que ha sido traspasada a mantenida para la venta (ver Nota 9), por importe de 22 millones de euros (40 millones de euros a 31 de diciembre de 2017) cuyo valor razonable se ha determinado en base al precio de venta.
 - Derivados: En activos financieros derivados no corrientes a valor razonable con cambios a Otro resultado global se incluye la variación del valor a mercado del contrato entre la sociedad australiana del grupo Crookwell Development Pty Ltd (Crookwell) y la distribuidora ActewAGL (ACT) por el que Crookwell se compromete a vender en el mercado, a precio spot, la producción de una planta de su propiedad y a liquidar con ACT la diferencia entre el precio de cada entrega y un precio fijo para un determinado volumen de MW. Este contrato cubre el precio de venta de la producción de la planta por un período de 20 años y se ha contabilizado como un instrumento financiero de cobertura de flujo de efectivo.
- A 30 de junio de 2018, se incluye principalmente dentro de “Valor razonable con cambios en resultados”:
 - Instrumentos de patrimonio: la participación del 14,9% en Medgaz, S.A., sociedad que opera el gasoducto submarino entre Argelia y España, por importe de 88 millones de euros (95 millones de euros a 31 de diciembre de 2017) cuyo valor razonable se determina en base al descuento de flujos de efectivo por dividendos futuros.

- A 30 de junio de 2018, se incluyen, principalmente, dentro de “Coste amortizado”:
 - Los desajustes temporales producidos entre los ingresos y los costes del sistema gasista acumulados del ejercicio 2017 y del propio ejercicio 2018 financiados por Naturgy conforme a la Ley 18/2014, de 17 Octubre por importe de 13 millones de euros (164 millones de euros a 31 de diciembre de 2017). Este importe será recuperado a través de las liquidaciones del sistema gasista. El importe pendiente de cobro, tras las liquidaciones del ejercicio, genera el derecho a su recuperación en los cinco años siguientes por el resto financiado, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado. El importe de esta financiación ha sido registrado en largo plazo y en corto plazo de acuerdo con el plazo estimado de recuperación.
 - Los desajustes temporales producidos entre los ingresos y los costes del sistema eléctrico financiados por Naturgy conforme a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre por importe de 81 millones de euros (91 millones de euros a 31 de diciembre de 2017) y que generan el derecho a su recuperación en los cinco años siguientes reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado. El importe de esta financiación ha sido registrado en su totalidad a corto plazo por entender que se trata de un desajuste temporal que será recuperado a través de las liquidaciones del sistema en el plazo de un año.

La clasificación de los activos financieros registrados a valor razonable a 30 de junio de 2018 y a 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

Activos financieros	30 de junio de 2018				31 de diciembre de 2017			
	Nivel 1 (precio de cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total	Nivel 1 (precio de cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total
Valor razonable con cambios en otro resultado global	-	44	285	329	-	24	465	489
Valor razonable con cambios a resultados	-	60	88	148	-	56	95	151
Total	-	104	373	477	-	80	560	640

b) Pasivos financieros

El detalle de los pasivos financieros, excluyendo “Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar” a 30 de junio de 2018 y a 31 de diciembre de 2017, clasificados por naturaleza y categoría es el siguiente:

A 30 junio 2018	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total
Deudas con entidades de crédito	3.507	-	3.507
Obligaciones y otros valores negociables	10.164	-	10.164
Derivados	-	40	40
Otros pasivos financieros	-	-	-
Pasivos financieros no corrientes	13.671	40	13.711
Deudas con entidades de crédito	952	-	952
Obligaciones y otros valores negociables	1.211	-	1.211
Derivados	-	1	1
Otros pasivos financieros	53	-	53
Pasivos financieros corrientes	2.216	1	2.217
Total pasivos financieros a 30/06/2018	15.887	41	15.928

A 31 diciembre 2017	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total
Deudas con entidades de crédito	5.140	-	5.140
Obligaciones y otros valores negociables	10.726	-	10.726
Derivados		48	48
Otros pasivos financieros	2	-	2
Pasivos financieros no corrientes	15.868	48	15.916
Deudas con entidades de crédito	988	-	988
Obligaciones y otros valores negociables	1.488	-	1.488
Derivados	-	1	1
Otros pasivos financieros	66	-	66
Pasivos financieros corrientes	2.542	1	2.543
Total pasivos financieros a 31/12/2017	18.410	49	18.459

La clasificación de los pasivos financieros registrados a valor razonable a 30 de junio de 2018 y a 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

	30 de junio de 2018				31 de diciembre de 2017			
	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total
Pasivos financieros								
Derivados de cobertura	-	41	-	41	-	49	-	49
Total	-	41	-	41	-	49	-	49

El valor contable y el valor razonable de la deuda financiera no corriente es el siguiente:

	Valor contable		Valor razonable	
	A 30/06/18	A 31/12/17	A 30/06/18	A 31/12/17
Emisión de obligaciones y otros valores negociables	10.164	10.726	11.058	11.776
Deuda Financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros	3.507	5.142	3.537	5.176

El valor razonable de las emisiones de obligaciones cotizadas se estima de acuerdo a su cotización (Nivel 1). El valor razonable de deudas con tipos de interés fijos se estima sobre la base de los flujos de caja descontados sobre los plazos restantes de dicha deuda. Los tipos de descuento se determinaron sobre los tipos de mercado disponibles a 30 de junio de 2018 y a 31 de diciembre de 2017 sobre deuda financiera con características de vencimiento y crédito similares. Estas valoraciones están basadas en la cotización de instrumentos financieros similares en un mercado activo o en datos observables de un mercado activo (Nivel 2).

En el primer semestre de 2018 y 2017 la evolución de las emisiones de los valores representativos de la deuda ha sido la siguiente:

	A 01/01/2018	Emisiones	Recompras o reembolsos	Combinaciones de negocio	Intereses, tipo de cambio y otros	A 30/06/2018
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	10.958	3.044	(3.709)	-	(250)	10.043
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que no han requerido el registro de un folleto informativo	-	-	-	-	-	-
Emitidos fuera de un estado miembro de la Unión Europea	1.256	153	(65)	-	(12)	1.332
Total	12.214	3.197	(3.774)	-	(262)	11.375

	A 01/01/2017	Emisiones	Recompras o reembolsos	Combinaciones de negocio	Intereses, tipo de cambio y otros	A 30/06/2017
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	10.262	3.133	(2.833)	-	(300)	10.262
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que no han requerido el registro de un folleto informativo	-	-	-	-	-	-
Emitidos fuera de un estado miembro de la Unión Europea	1.399	-	-	-	(49)	1.350
Total	11.661	3.133	(2.833)	-	(349)	11.612

El importe total dispuesto dentro del programa Euro Medium Term Notes (EMTN), cuyo límite al 30 de junio de 2018 es de 15.000 millones de euros (15.000 millones de euros a 31 de diciembre de 2017), asciende a 10.040 millones de euros (11.205 millones de euros a 31 de diciembre de 2017).

En enero de 2018 Naturgy realizó una emisión de bonos bajo su programa EMTN por valor de 850 millones de euros con vencimiento a 10 años y un cupón de 1,5% cuyos recursos se destinaron a una oferta de recompra de bonos por un importe de 916 millones de euros de obligaciones con vencimientos entre 2019 y 2023, lo que supuso un desembolso neto de 66 millones de euros. Asimismo, durante el primer semestre de 2018 han llegado a vencimiento dos bonos por importe total de 1.099 millones de euros y cupón medio de 4,59%.

Por otro lado, en marzo de 2018 Gas Natural México emitió 153 millones de euros en bonos a 3 años con cupón variable de la tasa de interés interbancaria (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 de euros (2.133 millones de euros en el mismo periodo del ejercicio 2017). El saldo vivo de las emisiones dentro del programa ECP asciende a 500 millones de euros, no habiendo emisiones vivas a 31 de diciembre de 2017.

Nota 9. Activos no corrientes y grupos enajenables de elementos mantenidos para la venta y actividades interrumpidas

A 30 de junio de 2018 los activos no corrientes mantenidos para la venta corresponden a los negocios de distribución eléctrica en Moldavia, de generación eléctrica en Kenia y de minería en Sudáfrica. Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2017 estaban registradas como activos no corrientes mantenidos para la venta los negocios de distribución y comercialización de gas en Italia y de distribución de gas en Colombia que se han vendido durante el primer semestre de 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 a las compañías 2i Rete Gas y Edison respectivamente. Adicionalmente, el 18 de abril de 2018 se completó la cesión del contrato de suministro de gas. El precio de venta total asciende a 766 millones de euros, generando una plusvalía de 188 millones de euros después de impuestos.

El 17 de noviembre de 2017 Naturgy llegó a un acuerdo vinculante con Brookfield Infraestructure para la venta de su participación del 59,1% en Gas Natural S.A. ESP, empresa colombiana dedicada a la distribución y comercialización minorista de gas, por un importe de 1.678.927 millones de pesos colombianos (468 millones de euros). La transacción se estructuró en dos fases, la primera de las cuales se completó en diciembre de 2017 mediante sucesivas operaciones de venta en la bolsa colombiana. Tras dicha fase, el porcentaje de Naturgy se redujo al 41,9% y se produjo la pérdida de control sobre Gas Natural S.A. ESP que pasó a registrarse por el método de la participación. Con fecha 28 de mayo de 2018 finalizó el plazo de aceptación de la oferta pública de adquisición sobre Gas Natural S.A. ESP completándose así la venta del 41,9% pendiente del negocio de distribución gas Colombia por 334 millones de euros liquidándose el 1 de junio de 2018, importe que equivale a su valor contable neto de los dividendos percibidos, por lo que no se ha producido ningún impacto en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

El 27 de junio de 2018 Naturgy alcanzó un pre-acuerdo para la venta de su 70% en Kangra Coal Proprietary Limited (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. La transacción representa un *equity value* de 28 millones de dólares por el 70% de las acciones de Naturgy. La firma de la transacción está sujeta al cumplimiento de los plazos y procedimientos establecidos en el acuerdo de accionistas de Kangra, y la finalización de la transacción a las aprobaciones reglamentarias necesarias y la autorización de competencia. Naturgy espera finalizar la transacción antes de final de año, siempre que se cumplan satisfactoriamente los condicionantes mencionados en el párrafo anterior. En mayo de 2018, dado que la venta de este negocio era altamente probable, se procedió a considerar estos activos como activos no corrientes mantenidos para la venta. A dicha fecha, para la estimación del valor razonable menos los costes de venta que requiere la NIIF 5 se realizó una valoración de Nivel 3 tomando en consideración el precio de las ofertas de venta recibidas menos los costes de venta. Dado que, de manera previa, en marzo de 2018 se había anticipado un deterioro de 140 millones de euros el resultado de la desvalorización del valor neto contable de la inversión resultante por importe de 141 millones de euros no tuvo impacto adicional significativo.

Asimismo, el 27 de junio de 2017, Naturgy también ha alcanzado un acuerdo con AEP Energy Africa Limited para la venta del 100% de su participación accionarial en Iberafrica Power Limited, 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. Esta inversión ya había sido considerada como mantenida para la venta a 31 de diciembre de 2017. El valor razonable se determinó en base al precio de venta menos los costes de venta. Para la estimación del valor razonable menos los costes de venta que requiere la NIIF 5 se ha actualizado la valoración de Nivel 3 tomando en consideración el precio de las ofertas de venta recibidas menos los costes de venta, resultando una desvalorización del valor neto contable de la inversión por importe de 7 millones de euros que se incorpora en el Resultado después de impuestos de las actividades interrumpidas.

Finalmente, a raíz de la revisión estratégica de sus negocios y posicionamiento en distintos países, Naturgy decidió llevar a cabo un proceso competitivo de venta para el negocio de distribución eléctrica en Moldavia, negocio que fue considerado como mantenido para la venta a 31 de diciembre de 2017. Para la estimación del valor razonable menos los costes de venta que requiere la NIIF 5 se ha actualizado la valoración de Nivel 3 tomando en consideración variables de mercado así como la evolución del proceso de venta, resultando una desvalorización del valor neto contable de la inversión por importe de 73 millones de euros que se incorpora en el Resultado después de impuestos de las actividades interrumpidas.

Dado que Naturgy tiene el compromiso firme de vender dichos activos que están claramente identificados, el proceso está en curso, se considera que su venta es altamente probable y se espera concluirla en el ejercicio 2018, los saldos contables de estos activos y pasivos se traspasaron al epígrafe de "Activos no corrientes mantenidos para la venta" y "Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta", en aplicación de la NIIF 5 "Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas". Adicionalmente, se ha considerado que se trata de operaciones interrumpidas al ser unos componentes clasificados como mantenido para la venta que representan una línea de negocio o una área geográfica de la explotación significativa y separada del resto, por lo que todos los ingresos y gastos correspondientes a estos negocios de los ejercicios 2018 y 2017 se presentan en el epígrafe "Resultados del ejercicio procedentes de operaciones interrumpidas después de impuestos".

El desglose por naturaleza de los activos clasificados como mantenidos para la venta y de los pasivos vinculados, a 30 de junio de 2018, es el siguiente:

	Distribución eléctrica Moldavia	Electricidad Internacional Kenia	Minería Sudáfrica	Total
Inmovilizado intangible	1	-	-	1
Inmovilizado material	55	40	-	95
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	-	-	-	-
Activos financieros no corrientes	6	-	22	28
Activo por impuesto diferido	-	-	-	-
ACTIVO NO CORRIENTE	62	40	22	124
Existencias	-	8	-	8
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	41	9	-	50
Otros activos financieros corrientes	-	1	-	1
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	45	-	19	64
ACTIVO CORRIENTE	86	18	19	123
TOTAL ACTIVO	148	58	41	247
Subvenciones	9	-	-	9
Provisiones no corrientes	1	-	8	9
Pasivos financieros no corrientes	2	-	-	2
Pasivo por impuesto diferido	2	9	-	11
Otros pasivos no corrientes	0	-	-	-
PASIVO NO CORRIENTE	14	9	8	31
Pasivos financieros corrientes	3	29	-	32
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	20	2	-	22
Otros pasivos corrientes	-	5	-	5
PASIVO CORRIENTE	23	36	-	59
TOTAL PASIVO	37	45	8	90

El desglose por naturaleza de los activos clasificados como mantenidos para la venta y de los pasivos vinculados, a 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

	Distribución gas Italia	Distribución gas Colombia	Distribución eléctrica Moldavia	Gas comercialización Italia	Electricidad Internacional Kenia	Total
Inmovilizado intangible	597	-	6	35	-	638
Inmovilizado material	26	-	116	3	43	188
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	-	327	-	-	-	327
Activos financieros no corrientes	2	-	15	1	-	18
Activo por impuesto diferido	25	-	-	6	-	31
ACTIVO NO CORRIENTE	650	327	137	45	43	1.202
Existencias	1	-	-	31	8	40
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	60	-	51	175	15	301
Otros activos financieros corrientes	1	-	-	2	-	3
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	86	-	49	1	-	136
ACTIVO CORRIENTE	148	-	100	209	23	480
TOTAL ACTIVO	798	327	237	254	66	1.682
Subvenciones	-	-	9	-	-	9
Provisiones no corrientes	6	-	-	2	-	8
Pasivos financieros no corrientes	44	-	3	-	-	47
Pasivo por impuesto diferido	20	-	2	-	9	31
Otros pasivos no corrientes	-	-	-	19	-	19
PASIVO NO CORRIENTE	70	-	14	21	9	114
Pasivos financieros corrientes	219	-	3	69	37	328
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	40	-	29	90	4	163
Otros pasivos corrientes	11	-	-	-	5	16
PASIVO CORRIENTE	270	-	32	159	46	507
TOTAL PASIVO	340	-	46	180	55	621

Los desgloses por naturaleza del epígrafe “Resultados del ejercicio procedentes de operaciones interrumpidas después de impuestos” de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, correspondientes al periodo de seis meses terminado a 30 de junio de 2018 y 2017, son los siguientes:

	Distribución gas Italia	Distribución gas Colombia	Distribución eléctrica Moldavia	Gas comercialización Italia	Electricidad Internacional Kenia	Minería Sudáfrica	Total
2018							
Importe neto de la cifra de negocio	7	-	149	36	17	41	250
Aprovisionamientos	-	-	(123)	(30)	(7)	(21)	(181)
Otros ingresos de explotación	2	-	-	1	1	-	4
Gastos de personal	(1)	-	(5)	(2)	(1)	(11)	(20)
Otros gastos de explotación	(3)	-	(7)	(1)	(4)	(8)	(23)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	5	-	14	4	6	1	30
Amortización de inmovilizado	-	-	-	-	-	(13)	(13)
Deterioro pérdidas crediticias	-	-	-	(1)	-	-	(1)
Otros resultados ⁽¹⁾	58	-	(73)	130	(7)	(141)	(33)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	63	-	(59)	133	(1)	(153)	(17)
Ingresos financieros	-	-	1	-	-	1	2
Gastos financieros	-	-	(1)	-	(2)	(1)	(4)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO FINANCIERO	-	-	-	-	(2)	-	(2)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	-	7	-	-	-	-	7
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	63	7	(59)	133	(3)	(153)	(12)
Impuesto sobre beneficios	(1)	-	(2)	(1)	(2)	3	(3)
RESULTADO DEL PERÍODO	62	7	(61)	132	(5)	(150)	(15)
Atribuible a:							
Sociedad dominante	62	7	(61)	132	(4)	(110)	26
Participaciones no dominantes	-	-	-	-	(1)	(40)	(41)
⁽¹⁾ Incluye la plusvalía por la venta de la participación de Italia (188 millones de euros) y los impactos de la desvalorización del importe en libros de la inversión para medirla al valor razonable menos costes de venta así como del deterioro previo registrado.							
	Distribución gas Italia	Distribución gas Colombia	Distribución eléctrica Moldavia	Gas comercialización Italia	Electricidad Internacional Kenia	Minería Sudáfrica	Total
2017							
Importe neto de la cifra de negocio	46	407	110	84	28	39	714
Aprovisionamientos	-	(289)	(84)	(58)	(14)	(18)	(463)
Otros ingresos de explotación	6	-	-	-	1	1	8
Gastos de personal	(6)	(6)	(4)	(3)	(1)	(12)	(32)
Otros gastos de explotación	(17)	(37)	(6)	(10)	(4)	(7)	(81)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	29	75	16	13	10	3	146
Amortización de inmovilizado	(12)	(8)	(3)	(1)	(4)	(15)	(43)
Deterioro pérdidas crediticias	-	(2)	-	(4)	-	-	(6)
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	17	65	13	8	6	(12)	97
Ingresos financieros	-	10	2	-	(2)	-	10
Gastos financieros	(1)	(6)	(1)	-	-	-	(8)
Diferencias de cambio	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO FINANCIERO	(1)	4	1	-	(2)	-	2
Resultado por puestas en participación	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	16	69	14	8	4	(12)	99
Impuesto sobre beneficios	(5)	(27)	(2)	(2)	(2)	3	(35)
RESULTADO DEL PERÍODO	11	42	12	6	2	(9)	64
Atribuible:							
Sociedad dominante	11	23	12	6	2	(7)	47
Participaciones no dominantes	-	19	-	-	-	(2)	17

El desglose del Resultado global total de esta actividad en los periodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2018 y 2017, es el siguiente:

	Distribución gas Italia	Distribución gas Colombia	Distribución eléctrica Moldavia	Gas comercialización Italia	Electricidad Internacional Kenia	Minería Sudáfrica	Total
2018							
Resultado consolidado del ejercicio	62	7	(61)	132	(5)	(150)	(15)
Otro resultado global reconocido directamente en Patrimonio Neto:							
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado global	-	-	-	-	-	(18)	(18)
Diferencias de conversión	-	-	8	-	-	(8)	-
Transferencia a la cuenta de Pérdidas y Ganancias:							
Diferencias de conversión	-	-	-	-	-	-	-
Resultado global total del ejercicio	62	7	(53)	132	(5)	(176)	(33)
2017							
Resultado consolidado del ejercicio	11	42	12	6	2	(9)	64
Otro resultado global reconocido directamente en Patrimonio Neto:							
Diferencias de conversión	-	14	4	-	(3)	(11)	4
Transferencia a la cuenta de Pérdidas y Ganancias:							
Diferencias de conversión	-	-	-	-	-	-	-
Resultado global total del ejercicio	11	56	16	6	(1)	(20)	68

Los flujos de efectivo de las operaciones interrumpidas incluidas en el Estado de Flujos de Efectivo consolidado son:

	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de	
Flujos de efectivo de las actividades de:	2018	2017
Explotación	48	88
Inversión	(6)	(28)
Financiación	-	(48)

Las transacciones entre las sociedades que integran los negocios que se han interrumpido con el resto de sociedades del grupo no son significativas.

Nota 10. Patrimonio

Capital social y Prima de emisión

Durante el primer semestre del ejercicio 2018 y durante el ejercicio 2017, no se han producido variaciones en el número de acciones ni en las cuentas de "Capital social" y "Prima de emisión".

El 22 de febrero de 2018 Repsol, S.A. alcanzó un acuerdo con Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U., una sociedad controlada por fondos asesorados por CVC, para la venta del 20,072% del capital de Naturgy Energy Group, S.A. El 18 de mayo de 2018 se completó la transacción dejando de ser Repsol, S.A. titular de las acciones de dicha sociedad.

Acciones propias

Los movimientos habidos durante el primer semestre del ejercicio 2018 y de 2017 con acciones propias de Naturgy Energy Group, S.A. han sido los siguientes:

	Número de acciones	Importe en millones de euros	% Capital
A 1 de enero de 2018	-	-	-%
Adquisiciones	5.336.599	105	0,5%
Plan de Adquisición de Acciones	(354.422)	(7)	-
Enajenaciones	(4.982.177)	(98)	(0,5%)
A 30 de junio de 2018	-	-	-
	Número de acciones	Importe en millones de euros	% Capital
A 1 de enero de 2017	750.545	13	0,1%
Adquisiciones	3.030.164	60	0,3%
Plan de Adquisición de Acciones	(336.625)	(7)	-
Enajenaciones	(3.062.734)	(58)	(0,3%)
A 30 de junio de 2017	381.350	8	-

En el primer semestre del ejercicio 2018 los resultados obtenidos en las transacciones con acciones propias por Naturgy ascienden a una pérdida de 0,1 millones de euros, que se registraron en el epígrafe "Otras reservas" (un beneficio de 0,5 millones de euros en el primer semestre de 2017).

En ejecución de los acuerdos adoptados por la Junta General de Accionistas de Naturgy Energy Group, S.A. celebrada el 20 de abril de 2017 se puso en marcha el Plan de Adquisición de Acciones 2017-2018-2019, correspondiente al ejercicio 2018, dirigido a empleados de Naturgy en España, que voluntariamente decidan acogerse al mismo. El Plan permite a sus participantes recibir parte de su retribución correspondiente al ejercicio 2018 en acciones de la Sociedad, con un límite máximo anual de 12.000 euros. Durante el primer semestre de 2018 se han adquirido 354.422 acciones propias por un importe de 7 millones de euros para su entrega a los participantes de dicho Plan. (336.625 acciones propias por un importe de 7 millones de euros durante el primer semestre de 2017).

Por otro lado, los movimientos habidos durante el primer semestre del ejercicio 2018 y 2017 con acciones propias de Compañía General de Electricidad, S.A. y en CGE Gas Natural, S.A. han sido los siguientes:

	Número de acciones		Importe en millones de euros
	Compañía General de Electricidad, S.A.	CGE Gas Natural, S.A.	
A 1 de enero de 2018	6.466.178	5.373.555	9
Adquisiciones	1.936.176	-	2
Enajenaciones	(5.105.914)	-	(5)
A 30 de junio de 2018	3.296.440	5.373.555	6

	Número de acciones		Importe en millones de euros
	Compañía General de Electricidad, S.A.	CGE Gas Natural, S.A.	
A 1 de enero de 2017	8.695.395	8.695.395	8
Adquisiciones	5.105.914	5.373.555	5
Enajenaciones	-	-	-
A 30 de junio de 2017	13.801.309	14.068.950	13

Las acciones registradas en 2016 fueron adquiridas tras la fusión por incorporación de Compañía General de Electricidad, S.A. en Gas Natural Chile, S.A. como consecuencia de la cual los accionistas de ambas sociedades dispusieron de un derecho de retiro, por el cual pudieron vender sus acciones a la sociedad. Este derecho fue ejercido por 44 accionistas titulares de 8.695.395 acciones de Compañía General de Electricidad, S.A. equivalentes al 0,4% del capital.

Con fecha 14 de diciembre de 2016, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas, que aprobó la fusión por incorporación de Transnet, S.A. en Compañía General de Electricidad, S.A. Con fecha 8 de febrero de 2017, concluyó el período de derecho a retiro de los accionistas disidentes de Compañía General de Electricidad, S.A. y Transnet, S.A. respecto de la mencionada fusión ejerciendo su derecho a retiro 12 accionistas titulares de 5.098.044 acciones de Compañía General de Electricidad, S.A. y 6 accionistas titulares de 7.870 acciones de Transnet, S.A.

Con fecha 30 de noviembre de 2017 se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A. que aprobó la fusión por incorporación de la sociedad con sus subsidiarias CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica, S.A. y Empresa Eléctrica Atacama, S.A. como consecuencia de la cual los accionistas de dichas sociedades dispusieron de un derecho de retiro, por el cual pudieron vender sus acciones a la sociedad. Este derecho ha sido ejercido por 60 accionistas titulares de 1.936.176 acciones del capital.

Las acciones en autocartera como consecuencia del derecho de retiro deben ser enajenadas en el mercado de valores en un plazo máximo de un año, al final del cual, deben ser amortizadas si no se han vendido. Durante el 2018 se disminuye de pleno derecho el capital por no haberse suscrito en plazo de un año desde su fecha de pago 5.105.914 acciones en cartera propia.

Beneficio por acción

El beneficio por acción se calcula dividiendo el “Resultado atribuible a accionistas de la sociedad dominante” entre el número medio ponderado de las acciones ordinarias en circulación durante el período.

	A 30/06/18	A 30/06/17
Resultado atribuible a accionistas de la sociedad dominante	(3.281)	550
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	1.000.462.104	1.000.518.692
Beneficio/(Pérdida) por acción de las actividades continuadas (en euros):		
- Básicas	(3,31)	0,50
- Diluidas	(3,31)	0,50
Beneficio/(Pérdida) por acción de las actividades interrumpidas (en euros):		
- Básicas	0,03	0,05
- Diluidas	0,03	0,05

El número medio ponderado de acciones ordinarias utilizado en el cálculo de las ganancias por acción del primer semestre de 2018 y 2017 es el siguiente:

	2018	2017
Número medio ponderado de acciones ordinarias	1.000.689.341	1.000.689.341
Número medio ponderado de acciones propias	(227.237)	(170.649)
Número medio ponderado de acciones en circulación	1.000.462.104	1.000.518.692

La Sociedad dominante no tiene emisiones de instrumentos financieros que puedan diluir el beneficio por acción.

Dividendos

A continuación se detallan los pagos de dividendos efectuados durante el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2018 y 2017:

	30/06/2018			30/06/2017		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe
Acciones ordinarias	-	-	-	67%	0,67	671
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados	-	-	-	67%	0,67	671
a) Dividendos con cargo a resultados	-	-	-	67%	0,67	671
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

30 de junio de 2018

La Junta General de Accionistas celebrada el 27 de junio de 2018 aprobó un dividendo complementario de 0,670 euros por acción, por un importe total de 671 millones de euros que ha sido pagado íntegramente en efectivo el 5 de julio de 2018.

El Consejo de Administración de la Sociedad aprueba, en su reunión del 24 de julio de 2018, distribuir un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2018 de 0,280 euros por acción, pagadero el 31 de julio de 2018.

La Sociedad cuenta, a la fecha de aprobación del dividendo a cuenta, con la liquidez necesaria para proceder a su pago de acuerdo con lo establecido en la Ley de Sociedades de Capital. El estado contable de liquidez provisional formulado por los Administradores el 24 de julio de 2018 es el siguiente:

Resultado después de impuestos	5.597
Reservas a dotar	-
Cantidad máxima distribuible	5.597
Previsión de pago del dividendo a cuenta	280
Liquidez de tesorería	2.564
Líneas de crédito no dispuestas	6.555
Liquidez total	9.119

30 de junio de 2017

La Junta General de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2017 aprobó un dividendo complementario de 0,670 euros por acción, por un importe total de 671 millones de euros y pagado el 27 de junio de 2017.

El Consejo de Administración acordó un dividendo a cuenta del ejercicio 2017 de 0,330 euros por acción que fue pagado íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2017.

Otros componentes de patrimonio

El movimiento de los otros componentes de patrimonio se presenta en el Estado Consolidado de resultado global para cada concepto detallando su efecto fiscal.

En el epígrafe de “Diferencias de conversión” se incluyen las diferencias de cambio descritas en la Nota 3.4.2 de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2017 como consecuencia de la variación del tipo de cambio del euro con respecto a las principales divisas de las sociedades extranjeras de Naturgy.

Participaciones no dominantes

El movimiento para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2018 en el epígrafe de Participaciones no dominantes es el siguiente:

Saldo a 31/12/17	3.571
Impacto primera aplicación nuevas normas (Nota 3.5)	(13)
Saldo a 1/01/18	3.558
Resultado global total del periodo	56
Distribución de dividendos	(269)
Pagos por remuneración obligaciones perpetuas subordinadas	(17)
Venta 20% negocio distribución gas en España sin pérdida de control (Nota 3.6)	458
Amortización acciones propias CGE, S.A.	(5)
Otras variaciones	(3)
Saldo a 30/06/18	3.778

El 3 de agosto de 2017 Naturgy firmó un acuerdo con un consorcio formado por Allianz Capital Partners y Canada Pension Plan Investment Board para vender una participación del 20% en el negocio de distribución de gas natural en España por un importe de 1.500 millones de euros.

En fecha 19 de marzo de 2018, una vez completadas las aprobaciones reglamentarias y de competencia necesarias, Naturgy ha transmitido al mencionado consorcio el 20% de las participaciones en el capital de Holding de Negocios de Gas, S.A. Al tratarse de una enajenación de participaciones no dominantes que no supone la pérdida de control, se ha registrado como una transacción patrimonial, suponiendo un aumento del epígrafe de “Participaciones no dominantes” por importe de 458 millones de euros y un incremento del epígrafe “Reservas” por importe de 1.016 millones de euros.

Nota 11. Provisiones

El detalle de los epígrafes de provisiones a 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

	A 30/06/18	A 31/12/17
Provisiones por obligaciones con el personal	456	465
Otras provisiones	699	664
Total Provisiones no corrientes	1.155	1.129
Total Provisiones corrientes	118	183
Total	1.273	1.312

Se incluyen en el epígrafe de "Otras provisiones" principalmente las provisiones constituidas para hacer frente a obligaciones derivadas del desmantelamiento de instalaciones, reclamaciones fiscales, así como de litigios y arbitrajes, seguros y otras responsabilidades. En la Nota 21 se incluye información adicional sobre los pasivos contingentes.

Nota 12. Importe neto de la cifra de negocios

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2018 y 2017 es el siguiente desagregado por categorías con la estructura de información por segmentos de operación:

Para el periodo terminado el 30 de junio 2018	Gas y Infraestructuras		Infraestructuras	Infraestructuras	Otros	Total
	Electricidad	EMEA	LatAm Sur	LatAm Norte		
Ventas de gas y acceso a redes de distribución	3.179	579	1.336	258	5	5.357
Ventas de electricidad y acceso a redes de distribución	2.536	404	1.069	376	-	4.385
Ventas de GNL	1.795	-	-	-	-	1.795
Altas de abono y verificación de instalaciones	-	32	6	6	-	44
Otros ingresos	460	9	82	14	30	595
Total	7.970	1.024	2.493	654	35	12.176

Para el periodo terminado el 30 de junio 2017 ⁽¹⁾	Gas y Infraestructuras		Infraestructuras	Infraestructuras	Otros	Total
	Electricidad	EMEA	LatAm Sur	LatAm Norte		
Ventas de gas y acceso a redes de distribución	3.100	599	1.554	253	-	5.506
Ventas de electricidad y acceso a redes de distribución	2.241	390	1.194	406	14	4.245
Ventas de GNL	1.124	-	-	-	-	1.124
Altas de abono y verificación de instalaciones	-	26	6	10	-	42
Otros ingresos	510	4	91	19	28	652
Total	6.975	1.019	2.845	688	42	11.569

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas por la aplicación de la NIIF 5 (Nota 3.4. y 9).

Información por áreas geográficas

El importe neto de la cifra de negocio de Naturgy para el periodo de seis meses terminado en 2018 y 2017 asignado según el país de destino se detalla en el cuadro siguiente:

	2018	2017 ⁽¹⁾
España	5.775	5.283
Resto de Europa	1.394	1.380
Francia	746	678
Portugal	222	217
Italia	42	141
Reino Unido	64	63
Irlanda	88	76
Bélgica	77	68
Países Bajos	66	58
Otros Europa	89	79
Latinoamérica	3.836	4.293
Chile	1.507	1.824
Brasil	761	804
México	654	742
Panamá	379	409
Argentina	337	330
Puerto Rico	98	118
República Dominicana	81	54
Resto Latinoamérica	19	12
Otros	1.171	613
China	213	39
India	180	233
Japón	169	46
Pakistán	112	-
Egipto	178	65
Resto países	319	230
Total	12.176	11.569

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas (ver Nota 3.4 y 9).

Nota 13. Aprovisionamientos

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2018 y 2017 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2018	2017 ⁽¹⁾
Compras de energía	7.683	7.070
Servicio acceso a redes de distribución	1.021	917
Otras compras y variación de existencias	203	276
Total	8.907	8.263

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas por la aplicación de la NIIF 5 (Nota 3.4. y 9).

Nota 14. Gastos de personal

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2018 y 2017 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2018	2017 ⁽¹⁾
Sueldos y salarios	390	403
Costes Seguridad Social	61	66
Planes de aportación definida	21	22
Trabajos realizados para el inmovilizado del grupo	(56)	(55)
Otros	48	33
Total	464	469

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas por la aplicación de la NIIF 5 (Nota 3.4. y 9).

El número medio de empleados de Naturgy para el periodo de seis meses de 2018 y 2017 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2018	2017 (1)
Hombres	10.198	10.494
Mujeres	4.284	4.223
Total	14.482	14.717

(1) Re-expresado por la aplicación de la NIIF 5 (Nota 3.4. y 9).

En el cálculo del número medio de empleados de Naturgy se incluye el número medio de empleados de las entidades de operaciones conjuntas prorrateado por su porcentaje de participación que asciende a 191 personas (189 personas el 30 de junio de 2017).

Como consecuencia de la aplicación de la NIIF 5 que ha supuesto la clasificación como operaciones interrumpidas de los negocios de distribución y comercialización de gas en Italia, distribución de gas en Colombia, distribución eléctrica en Moldavia, generación eléctrica en Kenya y minería en Sudáfrica, en el cálculo del número de empleados tanto del presente periodo como en el comparativo del año anterior, no se ha tenido en cuenta el número medio de empleados de las sociedades que se clasifican como operaciones interrumpidas y que ascienden a 2.351 personas (2.386 personas el 30 de junio de 2017).

Adicionalmente, el número medio de empleados de las sociedades que se consolidan siguiendo el método de la participación asciende a 824 personas a 30 de junio de 2018 (837 personas el 30 de junio de 2017).

Nota 15. Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2018 y 2017 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2018	2017 (1)
Tributos	237	225
Operación y mantenimiento	188	165
Publicidad y otros servicios comerciales	101	148
Servicios profesionales y seguros	67	82
Suministros	39	42
Servicios de construcción o mejora	56	71
Prestación de servicios a clientes	36	37
Arrendamientos	34	31
Otros	147	134
Total	905	935

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas por la aplicación de la NIIF 5 (Nota 3.4. y 9).

Nota 16. Amortización y pérdidas por deterioro

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2018 y 2017 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2018	2017 (1)
Dotación amortización	832	800
Pérdidas por deterioro (Nota 4 y 6)	4.333	-
Total	5.165	800

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas por la aplicación de la NIIF 5 (Nota 3.4. y 9).

Nota 17. Resultado financiero neto

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2018 y 2017 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2018	2017 ⁽¹⁾
Dividendos	8	6
Intereses	12	15
Otros ingresos financieros	36	36
Total ingresos financieros	56	57
Coste de la deuda financiera	(286)	(330)
Gastos por intereses de pensiones	(6)	(4)
Otros gastos financieros	(70)	(70)
Total gastos financieros	(362)	(404)
Valoración a valor razonable derivados financieros:	(1)	-
Instrumentos financieros derivados	(1)	-
Diferencias de cambio netas	1	(2)
Resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	-	-
Resultado financiero neto	(306)	(349)

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas por la aplicación de la NIIF 5 (Nota 3.4. y 9).

Nota 18. Situación fiscal

El gasto por impuesto sobre las ganancias es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2018	2017
Impuesto corriente	5	152
Impuesto diferido	(931)	31
Total	(926)	183

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas por la aplicación de la NIIF 5 (Nota 3.4. y 9).

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 periodo del año anterior.

Una parte de los deterioros y saneamientos de activos registrados a 30 de junio de 2018 (Nota 4 y 6) serán deducibles fiscalmente en ejercicios futuros por lo que se han identificado diferencias temporarias, habiéndose registrado un ingreso por impuesto diferido por importe de 904 millones de euros.

Con fecha 31 de Mayo de 2018 y siguiendo el proceso de reorganización de los negocios y simplificación societaria en Chile, Compañía General de Electricidad, S.A. ha procedido a fusionar por absorción sus filiales Empresa Eléctrica de Arica, S.A., Empresa Eléctrica de Iquique, S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta, S.A.. El fondo de comercio resultante se ha asignado al valor fiscal de los activos no monetarios recibidos de la absorbida equivalente a su valor contable a la fecha de la operación, generando una disminución del pasivo por impuestos diferidos por 42 millones de euros con contrapartida en el epígrafe "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Nota 19. Información de las operaciones con partes vinculadas

A los efectos de información de este apartado se consideran partes vinculadas las siguientes:

- Los accionistas significativos de Naturgy, entendiéndose por tales los que posean directa o indirectamente participaciones iguales o superiores al 5%, así como los accionistas que, sin ser significativos, hayan ejercido la facultad de proponer la designación de algún miembro del Consejo de Administración.

Atendiendo a esta definición, los accionistas significativos de Naturgy son Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ("la Caixa"), Repsol, S.A. (Repsol), hasta el 17 de mayo de 2018, Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U. (sociedad controlada por fondos asesorados por CVC), desde el 18 de mayo de 2018 y Global Infrastructure Partners III (GIP) y sociedades relacionadas.

- Los administradores y personal directivo de la sociedad y su familia cercana. El término "administrador" significa un miembro del Consejo de Administración y el término "personal directivo" significa un miembro del Comité de Dirección y el Director de Auditoría Interna. Las operaciones realizadas con administradores y personal directivo se detallan en la Nota 20.
- Las operaciones realizadas entre sociedades del grupo forman parte del tráfico habitual y se han cerrado en condiciones de mercado. En empresas del grupo se incluye el importe correspondiente al porcentaje de participación de Naturgy sobre los saldos y transacciones con sociedades que se consolidan por el método de la participación.

A 1 de enero de 2018 Naturgy ha dejado de considerar como entidad vinculada a CaixaBank y a las sociedades que forman parte de su grupo consolidado. No obstante, CriteriaCaixa y su grupo consolidado siguen siendo considerados parte vinculada al mantenerse los criterios que la normativa internacional y mercantil establecen.

Los importes agregados de operaciones con accionistas significativos en miles de euros son los siguientes:

Gastos e Ingresos (en miles de euros)	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2018					Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2017			
	Accionistas significativos					Accionistas significativos			
	Grupo "la Caixa" (*)	Grupo Repsol (**)	Rioja Bidco/CVC Capital Partners (***)	Grupo GIP	Sociedades del grupo	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol	Grupo GIP	Sociedades del grupo
Gastos financieros	-	-	-	-	2	816	-	-	25
Arrendamientos	-	-	-	-	3	-	-	-	2
Recepción de servicios	7	3.944	-	-	5.717	7.669	7.930	-	5.671
Compra de bienes (1)	-	160.003	-	-	170.737	-	196.731	-	172.710
Otros gastos (2)	-	-	-	-	-	10.753	-	-	-
Total gastos	7	163.947	-	-	176.459	19.238	204.661	-	178.408
Ingresos financieros	-	-	-	-	2.178	330	-	-	108
Arrendamientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prestación de servicios	36	20.545	-	-	11.612	224	127	-	11.163
Venta de bienes (1)	1.215	367.115	-	-	12.951	484	382.516	-	34.995
Otros ingresos	-	-	-	-	1.052	-	-	-	1.187
Total ingresos	1.251	387.660	-	-	27.793	1.038	382.643	-	47.453

Otras transacciones (en miles de euros)	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2018					Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2017			
	Accionistas significativos					Accionistas significativos			
	Grupo "la Caixa" (*)	Grupo Repsol (**)	Rioja Bidco/CVC Capital Partners (***)	Grupo GIP	Sociedades del grupo	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol	Grupo GIP	Sociedades del grupo
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos (3)	-	295	-	-	-	-	10.147	-	-
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) (4)	-	-	-	-	2.810	362.737	-	-	3.995
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos (5)	-	-	-	-	-	157.220	-	-	-
Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestataria) (6)	-	-	-	-	-	121.325	-	-	-
Garantías y avales recibidos	-	-	-	-	-	137.500	-	-	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos	-	-	-	-	-	163.854	134.575	134.092	-
Otras operaciones (7)	-	-	-	-	-	472.100	-	-	-

(*) Desde el 1 de enero de 2018 solo se informan las operaciones con Fundación la Caixa y con CriteríaCaixa.

(**) Hasta el 17 de mayo de 2018.

(***) Desde el 18 de mayo de 2018.

- (1) Incluye básicamente compras y ventas de energía. En el caso de sociedades del grupo, corresponde básicamente a operaciones con Unión Fenosa Gas.
- (2) Incluye aportaciones a planes de pensiones, seguros colectivos, seguros de vida y otros gastos.
- (3) Incluye básicamente la adquisición de puntos de suministro de GLP conforme el acuerdo firmado el 30 de septiembre de 2015 con Repsol Butano, que se encuentran en el área de influencia de sus zonas de distribución actuales, y que se materializa según se van obteniendo las preceptivas autorizaciones administrativas.
- (4) Incluye tesorería y otros activos líquidos equivalentes.
- (5) Incluye básicamente las cesiones de cuentas (operaciones de factoring sin recurso) con "la Caixa" realizadas durante el período.

- (6) A 30 de junio de 2017 las líneas de crédito contratadas con el grupo “la Caixa” ascendían a 569.000 miles de euros, de las que no se había dispuesto ningún importe. A 30 de junio de 2017 el importe de otros préstamos ascendía a 121.325 miles de euros.
- (7) A 30 de junio de 2017 se incluyen en el apartado de “Otras operaciones” con el grupo “la Caixa” 345.037 miles de euros correspondientes a coberturas de tipo de cambio y 127.063 miles de euros correspondientes a coberturas de tipos de interés.

Nota 20. Información sobre miembros del Consejo de Administración y Personal directivo

Retribuciones al Consejo de Administración

El importe devengado por los miembros del Consejo de Administración de Naturgy Energy Group, S.A., por su pertenencia al Consejo de Administración y a las distintas Comisiones del mismo ha ascendido a 2.435 miles de euros a 30 de junio de 2018 (2.546 miles de euros a 30 de junio de 2017).

A 31 de diciembre de 2017 el Consejo de Administración estaba formado por 17 miembros. El 6 de febrero de 2018, el Consejo de Administración acordó designar un nuevo Presidente Ejecutivo al producirse la salida de los hasta entonces Consejero Delegado y Presidente y, en consecuencia, el número de Consejeros pasó a 16 miembros.

Finalmente, el 27 de junio de 2018 la Junta General de Accionistas aprobó la reducción del número de miembros del Consejo de Administración que pasó a 12. Asimismo, se eliminó la Comisión Ejecutiva y se fijó el número de miembros de la Comisión de Auditoría en 7 miembros y la Comisión de Nombramientos y Retribuciones en 7 miembros.

Hasta el 6 de febrero de 2018, los importes devengados por el Consejero Delegado por las funciones ejecutivas en concepto de retribución fija, retribución variable anual, retribución variable plurianual y otros conceptos han ascendido respectivamente a 130 miles de euros, 115 miles de euros, 898 miles de euros y 4 miles de euros a 30 de junio de 2018 (642 miles de euros, 526 miles de euros, 428 miles de euros y 4 miles de euros a 30 de junio de 2017). Adicionalmente, recibió la indemnización prevista de tres anualidades de la retribución total y la compensación por pacto de no competencia por una anualidad de retribución total por 14.248 miles de euros. Por otro lado, las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 18 miles de euros a 30 de junio de 2018 (167 miles de euros a 30 de junio de 2017).

A partir del 6 de febrero de 2018, los importes devengados por el Presidente Ejecutivo por las funciones ejecutivas llevadas a cabo en concepto de retribución fija, retribución variable anual y otros conceptos han ascendido respectivamente a 359 miles de euros, 789 miles de euros y 4 miles de euros a 30 de junio de 2018.

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 216 miles de euros a 30 de junio de 2018.

Retribuciones al Personal directivo

A los efectos exclusivos de la información contenida en este apartado se considera “personal directivo” a los ejecutivos con dependencia directa del primer ejecutivo de la compañía y al Director de Auditoría Interna. Durante el primer semestre de 2018 un total de 12 personas se consideran “personal directivo, una de las cuales se incorporó en abril de 2017.

Los importes devengados por el personal directivo en concepto de retribución han ascendido a 4.461 miles de euros a 30 de junio de 2018 (4.859 miles de euros a 30 de junio de 2017).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 729 miles de euros a 30 de junio de 2018 (1.327 miles de euros a 30 de junio de 2017).

El 21 de mayo de 2018 el Consejo de Administración acordó reestructurar la organización de sus negocios y nombrar a sus responsables ejecutivos con efectos del día 1 de julio de 2018. Dado que esta información se refiere al período de seis meses terminado a 30 de junio de 2018 se considera la estructura de “personal directivo” vigente a 30 de junio sin considerar los cambios organizativos.

Operaciones con miembros del Consejo de Administración y del Personal directivo

Los miembros del Consejo de Administración y del Personal directivo no han llevado a cabo operaciones ajenas al tráfico ordinario o que no se hayan realizado en condiciones normales de mercado con Naturgy Energy Group, S.A. o con las sociedades del grupo.

Nota 21. Pasivos y activos contingentes

En relación a la información sobre litigios y arbitrajes incluida en el apartado de Pasivos y activos contingentes de la Nota 35 “Compromisos y pasivos contingentes” de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio terminado a 31 de diciembre de 2017, no se han producido cambios significativos en su situación durante los primeros seis meses de 2018, excepto por lo mencionado en la Nota 6 respecto de Unión Fenosa Gas.

Nota 22. Hechos posteriores

No se han producido hechos significativos posteriores entre el 30 de junio de 2018 y la fecha de formulación de los presentes Estados financieros intermedios resumidos consolidados.

ANEXO I: VARIACIONES EN EL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el primer semestre de 2018 han sido las siguientes:

Denominación de la entidad	Categoría de la operación	Fecha efectiva de la operación	Derechos de voto adquiridos/dados de baja (%)	Derechos de voto tras la operación (%)	Método de integración tras la operación
Compañía General de Electricidad, S.A.	Amortización acciones propias	1 de febrero	0,3	97,3	Global
Gas Natural Italia S.P.A.	Enajenación	22 de febrero	100,0	-	-
Nedgia, S.P.A.	Enajenación	22 de febrero	100,0	-	-
Gas Natural Vendita Italia, S.P.A.	Enajenación	22 de febrero	100,0	-	-
Cilento Reti Gas, S.R.L.	Enajenación	22 de febrero	60,0	-	-
Guimaranía I Solar Spe Ltda.	Adquisición	16 de marzo	100,0	100,0	Global
Guimaranía II Solar Spe Ltda.	Adquisición	16 de marzo	100,0	100,0	Global
Holdings de Negocios de Gas, S.A.	Enajenación	19 de marzo	20,0	80,0	Global
Global Power Generation Brasil Geração de Energia Ltda.	Constitución	3 de abril	100,0	100,0	Global
Tratamiento Cinca Medio, S.L En liquidación	Adquisición	5 de abril	10,0	90,0	Global
Tratamiento Almazán, S.L, En liquidación	Adquisición	5 de abril	10,0	100,0	Global
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L En liquidación	Adquisición	5 de abril	5,0	65,0	Global
Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L. En liquidación	Adquisición	5 de abril	5,6	100,0	Global
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd. en liquidación	Liquidación	16 de abril	56,7	-	-
Societat Eòlica de l'Enderrocada, S.A.	Reducción capital	10 de mayo	0,2	79,8	Global
Serviconfort Colombia, S.A.S.	Enajenación	1 de junio	100,0	-	-
Gas Natural, S.A. ESP	Enajenación	1 de junio	41,9	-	-
Gas Natural del Oriente, S.A. ESP	Enajenación	1 de junio	54,5	-	-
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP	Enajenación	1 de junio	77,5	-	-
Gas Natural Servicios, S.A.S.	Enajenación	1 de junio	100,0	-	-
Gas Natural del Cesar, S.A. ESP	Enajenación	1 de junio	62,2	-	-
Compañía General de Electricidad, S.A.	Fusión	30 de junio	1,5	95,8	Global

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el ejercicio 2017 fueron las siguientes:

Denominación de la entidad	Categoría de la operación	Fecha efectiva de la operación	Derechos de voto adquiridos/dados de baja (%)	Derechos de voto tras la operación (%)	Método de integración tras la operación
Línea Trasmisión Cabo Leones, S.A.	Enajenación	1 de enero	50,0	-	-
Proyectos Balmes México, S.A. DE C.V.	Constitución	1 de enero	100,0	100,0	Global
Gas Natural Fenosa LNG Singapore PTE. LTD.	Constitución	1 de enero	100,0	100,0	Global
Vayu Energy, B.V.	Liquidación	28 de febrero	100,0	-	-
Arte Contemporáneo y Energía, A.I.E.	Liquidación	26 de abril	100,0	-	-
Lanzagorta y Palmes 2, S.L.	Adquisición	7 de junio	100,0	100,0	Global
Compañía General de Electricidad, S.A.	Ampliación capital	1 de julio	0,3	96,9	Global
Compañía General de Electricidad, S.A.	Amortización acciones propias	30 de noviembre	0,1	97,0	Global
CGE Gas Natural, S.A.	Ampliación capital	1 de julio	5,7	91,7	Global
CGE Gas Natural, S.A.	Amortización acciones propias	11 de diciembre	0,4	92,1	Global
Global Power Generation Australia Pty, Ltd.	Adquisición	5 de julio	1,7	98,7	Global
Parque Eólico Vientos del Pacífico, S.p.A	Adquisición	7 de julio	100,0	100,0	Global
GPG Solar Chile 2017, S.p.A.	Adquisición	21 de agosto	100,0	100,0	Global
Agua Negra S.A.	Ampliación capital	25 de septiembre	3,1	100,0	Global
Energía San Juan S.A.	Ampliación capital	25 de septiembre	3,1	100,0	Global
Los Andes Huarpes S.A.	Ampliación capital	25 de septiembre	3,5	100,0	Global
El Gritón Solar S.A. de C.V.	Adquisición	26 de octubre	80,0	80,0	Global
Gas Natural Fenosa Renovables Ruralia, S.L.U.	Adquisición	20 de noviembre	24,0	75,0	Global
Operación y Mantenimiento Energy Mexico, S.A. de C.V. en Liquidación	Liquidación	6 de diciembre	100,0	-	-
Infraestructuras Eléctricas La Mudarra, S.L.	Adquisición	13 de diciembre	2,8	36,6	Participación
Castros, S.A.	Enajenación	14 de noviembre	33,3	-	-
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Liquidación	10 de noviembre	50,0	-	-
Gas Natural, S.A. ESP	Enajenación	22 de diciembre	17,2	41,9	Participación
Inimo Ingeniería, S.L.	Adquisición	27 de diciembre	100,0	100,0	Participación

Naturgy Energy Group, S.A.

Estados financieros intermedios resumidos a 30 de junio de 2018

Contenido	Página
Balance de situación intermedio	1
Cuenta de pérdidas y ganancias intermedia	3
Estados de cambios en el patrimonio neto intermedio	4
Estado de flujos de efectivo consolidado intermedio	6
Notas explicativas a los estados financieros intermedios resumidos	7

Naturgy Energy Group, S.A.
Balance de situación intermedio

(en millones de euros)

	30.06.18	31.12.17
ACTIVO NO CORRIENTE	32.020	29.453
Inmovilizado intangible	72	114
Fondo de Comercio	68	109
Otro inmovilizado intangible	4	5
Inmovilizado material	145	151
Terrenos y construcciones	130	134
Otro inmovilizado material	15	17
Inversiones en empresas del grupo y asociadas a largo plazo	31.656	29.015
Instrumentos de patrimonio	12.649	13.400
Créditos a empresas	19.007	15.615
Inversiones financieras a largo plazo	17	40
Instrumentos de patrimonio	5	5
Derivados	--	8
Otros activos financieros	12	27
Activos por impuesto diferido	130	133
ACTIVO CORRIENTE	4.424	4.512
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	746	650
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	138	121
Clientes empresas del grupo y asociadas	409	345
Deudores varios	171	155
Activos por impuesto corriente	27	29
Otros créditos con las Administraciones Públicas	1	--
Inversiones en empresas del grupo y asociadas a corto plazo	1.004	2.223
Créditos a empresas	972	1.480
Otros activos financieros	32	743
Inversiones financieras a corto plazo	109	85
Derivados	51	56
Otros activos financieros	58	29
Periodificaciones a corto plazo	1	1
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.564	1.553
Tesorería	1.965	1.453
Otros activos líquidos equivalentes	599	100
TOTAL ACTIVO	36.444	33.965

Las notas 1 a 8 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos.

Naturgy Energy Group, S.A.
Balance de situación intermedio
(en millones de euros)

	30.06.18	31.12.17
PATRIMONIO NETO	18.389	13.466
FONDOS PROPIOS	18.400	13.473
Capital	1.001	1.001
Capital escriturado	1.001	1.001
Prima de emisión	3.808	3.808
Reservas	7.994	7.971
Legal y estatutarias	300	300
Otras reservas	7.694	7.671
Resultado del ejercicio	5.597	1.023
Dividendo a cuenta	--	(330)
AJUSTES POR CAMBIO DE VALOR	(11)	(7)
Operaciones de cobertura	(11)	(7)
PASIVO NO CORRIENTE	13.671	16.113
Provisiones a largo plazo	475	465
Obligaciones por prestaciones a largo plazo al personal	286	272
Otras provisiones	189	193
Deudas financieras a largo plazo	2.109	3.912
Deudas con entidades de crédito	2.055	3.851
Derivados	40	47
Otros pasivos financieros	14	14
Deudas con empresas del grupo y asociadas a largo plazo	10.872	11.508
Pasivos por impuesto diferido	214	227
Periodificaciones a largo plazo	1	1
PASIVO CORRIENTE	4.384	4.386
Deudas financieras a corto plazo	1.126	328
Deudas con entidades de crédito	384	270
Derivados	46	44
Otros pasivos financieros	696	14
Deudas con empresas del grupo y asociadas a corto plazo	2.466	3.307
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar	792	751
Proveedores	244	194
Proveedores, empresas del grupo y asociadas	249	289
Acreeedores varios	181	140
Personal (remuneraciones pendientes de pago)	17	45
Pasivos por impuesto corriente	15	--
Otras deudas con las Administraciones públicas	86	83
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	36.444	33.965

Las notas 1 a 8 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos.

Naturgy Energy Group, S.A.**Cuenta de pérdidas y ganancias intermedia****(en millones de euros)**

	30.06.18	30.06.17
Importe neto de la cifra de negocio	2.164	2.322
Ventas	1.581	1.494
Ingresos de participaciones en instrumentos de patrimonio en empresas del grupo y asociadas	326	607
Ingresos de valores negociables y otros instrumentos financieros de empresas del grupo y asociadas	257	221
Aprovisionamientos	(1.585)	(1.499)
Consumo de mercaderías	(1.581)	(1.496)
Consumo de materias primas y otras materias consumibles	(4)	(3)
Otros ingresos de explotación	189	184
Ingresos accesorios y otros de gestión corriente	188	184
Subvenciones de explotación incorporadas al resultado del ejercicio	1	-
Gastos de personal	(122)	(109)
Sueldos, salarios y asimilados	(97)	(82)
Cargas sociales	(19)	(19)
Provisiones	(6)	(8)
Otros gastos de explotación	(151)	(159)
Servicios exteriores	(151)	(158)
Tributos	--	(1)
Amortización del inmovilizado	(48)	(46)
Deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado	5.450	7
Resultado por enajenaciones inmovilizado material	2	--
Deterioro y pérdidas de participaciones en instrumentos de patrimonio en empresas del grupo y asociadas	(4.074)	--
Resultado por enajenaciones de participaciones en empresas del grupo y asociadas	9.522	7
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	5.897	700
Ingresos financieros	14	14
De valores negociables y otros instrumentos financieros	14	14
- En terceros	14	14
Gastos financieros	(279)	(305)
Por deudas con empresas del grupo y asociadas	(208)	(247)
Por deudas con terceros	(71)	(58)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros	--	1
Cartera de negociación y otros	--	1
RESULTADO FINANCIERO	(265)	(290)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	5.632	410
Impuesto sobre beneficios	35	(39)
RESULTADO DEL EJERCICIO	5.597	449
Beneficio en euros por acción básico y diluido	5,59	0,45

Las notas 1 a 8 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos.

Naturgy Energy Group, S.A.**Estado de cambios en el patrimonio neto intermedio****(en millones de euros)**

	30.06.18	30.06.17
RESULTADO DEL EJERCICIO	5.597	449
INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO	(6)	(16)
Por coberturas de flujos de efectivo	(8)	(21)
Efecto impositivo	2	5
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS	3	3
Por coberturas de flujos de efectivo	4	4
Efecto impositivo	(1)	(1)
TOTAL DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS EN EL EJERCICIO	5.594	436

Las notas 1 a 8 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos.

ESTADO TOTAL DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

	Capital social	Prima de emisión	Reservas	Acciones y participaciones en patrimonio propias	Resultado ejercicios anteriores	Resultado del ejercicio	Dividendo a cuenta	Ajustes por cambio de valor	Total
Saldo 01.01.2017	1.001	3.808	7.898	(13)	--	1.067	(330)	13	13.444
Total ingresos y gastos reconocidos	--	--	6	--	--	1.023	--	(20)	1.009
Operaciones con socios o propietarios									
- Distribución de dividendos	--	--	--	--	(671)	--	(330)	--	(1.001)
- Operaciones con acciones o participación propias	--	--	1	13	--	--	--	--	14
Otras variaciones de patrimonio neto	--	--	66	--	671	(1.067)	330	--	--
Saldo a 31.12.2017	1.001	3.808	7.971	--	--	1.023	(330)	(7)	13.466
Total ingresos y gastos reconocidos	--	--	1	--	--	5.597	--	(4)	5.594
Operaciones con socios o propietarios									
- Distribución de dividendos	--	--	--	--	(671)	--	--	--	(671)
- Operaciones con acciones o participación propias	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Otras variaciones de patrimonio neto	--	--	22	--	671	(1.023)	330	--	--
Saldo a 30.06.2018	1.001	3.808	7.994	--	--	5.597	--	(11)	18.389

Las notas 1 a 8 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos.

Naturgy Energy Group, S.A.
Estado de flujos de efectivo intermedio
(en millones de euros)

	30.06.2018	30.06.2017
Resultado del ejercicio antes de impuestos	5.632	410
Ajustes del resultado	(5.711)	(500)
Amortización del inmovilizado	48	46
Correcciones valorativas por deterioro	4.074	--
Variación de provisiones	--	1
Resultados por bajas y enajenaciones de inmovilizado	2	--
Resultados por bajas y enajenaciones de instrumentos financieros	(9.522)	(7)
Ingresos financieros	(597)	(842)
Gastos financieros	279	304
Variación de valor razonable en instrumentos financieros	--	(1)
Otros ingresos y gastos	5	(1)
Cambios en el capital corriente	(146)	5
Deudores y otras cuentas a cobrar	(155)	89
Otros activos corrientes	1	--
Acreedores y otras cuentas a pagar	8	(84)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	1.512	285
Pagos de intereses	(357)	(438)
Cobros de dividendos	1.570	438
Cobros de intereses	258	242
Cobros (pagos) por impuesto sobre beneficios	41	43
Flujos de efectivo de las actividades de explotación	1.287	200
Pagos por inversiones	(13.640)	(103)
Empresas del grupo y asociadas	(13.628)	(92)
Inmovilizado material	(6)	(7)
Otros activos financieros	(6)	(4)
Cobros por desinversiones	16.490	321
Empresas del grupo y asociadas	16.474	318
Inmovilizado material	1	--
Otros activos financieros	15	3
Flujos de efectivo de las actividades de inversión	2.850	218
Cobros y pagos por instrumentos de patrimonio	--	5
Adquisición de instrumentos de patrimonio propio	--	5
Cobros y pagos por instrumentos de pasivo financiero	(3.126)	48
Emisión	4.098	3.998
Deudas con entidades de crédito	177	160
Deudas con empresas del grupo y asociadas	3.921	3.838
Devolución y amortización de	(7.224)	(3.950)
Deudas con entidades de crédito	(1.862)	(170)
Deudas con empresas del grupo y asociadas	(5.354)	(3.772)
Otras deudas	(8)	(8)
Pagos por dividendos	--	(671)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación	(3.126)	(618)
AUMENTO/DISMINUCIÓN NETA DEL EFECTIVO O EQUIVALENTES	1.011	(200)
Efectivo o equivalentes al comienzo del ejercicio	1.553	502
Efectivo o equivalentes al final del ejercicio	2.564	302

Las notas 1 a 8 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos.

Índice notas explicativas a los estados financieros intermedios resumidos

Nota 1.	Información general.....	8
Nota 2.	Bases de presentación y políticas contables	8
Nota 3.	Hechos significativos del período.....	22
Nota 4.	Otra información.....	25
Nota 5.	Importe neto de la cifra de negocios	27
Nota 6.	Información sobre miembros del Consejo de Administración y Personal directivo	27
Nota 7.	Información de las operaciones con partes vinculadas	28
Nota 8.	Hechos posteriores al 30 de junio de 2018.....	29

Nota 1. Información general

Naturgy Energy Group, S.A. (en adelante la Sociedad), sociedad matriz del grupo Naturgy (en adelante Naturgy), es una sociedad anónima constituida en 1843 y que tiene su domicilio social en Avda. de San Luis, 77 de Madrid. Con fecha 27 de junio de 2018, la Junta General de Accionistas acordó modificar la denominación social de la compañía, que pasó a denominarse Naturgy Energy Group, S.A., anteriormente Gas Natural SDG, S.A.

La Sociedad tiene por objeto social, de acuerdo con sus estatutos:

- a) Todo tipo de actividades relacionadas con el negocio del gas, de la electricidad y con cualquier otra fuente de energía existente, la producción y comercialización de componentes y equipos eléctricos, electromecánicos y electrónicos, la planificación, ejecución de proyectos de construcción, gestión de trabajos de arquitectura, obras civiles, servicios públicos y de distribución de gas o hidrocarburos en general; gestión de redes de comunicaciones, de telecomunicaciones, de distribución de gas o hidrocarburos en general, la compraventa y mantenimiento de electrodomésticos y gasodomésticos; así como servicios de consultoría empresarial, planificación energética y racionalización del uso de la energía, la investigación, desarrollo y explotación de nuevas tecnologías, comunicaciones, informática y sistemas de seguridad industrial; la formación y selección de recursos humanos y la actividad de gestión y promoción inmobiliaria.
- b) La actuación como sociedad holding, pudiendo al efecto constituir o participar, en concepto de socio o accionista, en otras sociedades, cualquiera que sea su naturaleza u objeto, mediante la suscripción o adquisición y tenencia de acciones, participaciones o cualquier otro título derivado de las mismas, sujeto todo ello al cumplimiento de los requisitos legales exigibles en cada caso.

La actividad ordinaria más relevante de la Sociedad corresponde a la administración y gestión de las participaciones en distintas sociedades filiales. Adicionalmente, dispone de contratos de aprovisionamiento de gas destinados a otras compañías de Naturgy y en el ámbito eléctrico actúa como representante ante el Mercado Eléctrico de las sociedades generadoras y comercializadoras de Naturgy.

Las acciones de la Sociedad están admitidas a cotización en las cuatro bolsas españolas, cotizan en el mercado continuo y forman parte del Ibex 35.

Nota 2. Bases de presentación y políticas contables

2.1. Bases de presentación

Las Cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2017 se aprobaron por la Junta General de Accionistas celebrada el 27 de junio de 2018.

La información financiera intermedia seleccionada se ha elaborado de acuerdo con los principios y normas de contabilidad previstos en el Real Decreto 1362/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores y en la Circular 1/2008 de 30 de enero, sobre información periódica de los emisores con valores admitidos a negociación en mercados regulados relativa a los informes financieros semestrales, las declaraciones de gestión intermedias y, en su caso, los informes financieros trimestrales modificada por la Circular 5/2015, de 28 de octubre, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores y deben leerse junto las Cuentas anuales del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017.

En consecuencia, no ha sido preciso repetir ni actualizar determinadas notas o estimaciones incluidas en las mencionadas Cuentas anuales de la Sociedad. En su lugar las notas explicativas seleccionadas adjuntas incluyen una explicación de los sucesos o variaciones que resultan, en su caso, significativos para la explicación de los cambios de la situación financiera y en los resultados de las operaciones, del resultado global, de los cambios en el patrimonio y de los flujos de efectivo de la Sociedad desde el 31 de diciembre de 2017, fecha de las Cuentas anuales de la Sociedad anteriormente mencionadas, hasta el 30 de junio de 2018.

Las cifras contenidas en estos estados financieros intermedios resumidos se muestran en millones de euros, salvo lo indicado expresamente en otra unidad.

Los estados financieros intermedios resumidos consolidados han sido formulados por el Consejo el 24 de Julio de 2018 de acuerdo con la NIC 34 "Información financiera intermedia". Las principales magnitudes que se desprenden de los estados financieros consolidados son las siguientes:

Activo total	41.596
Patrimonio neto atribuido a la Sociedad dominante	11.435
Participaciones no dominantes	3.775
Importe neto de la cifra de negocios	12.176
Beneficio después de impuestos atribuido a la Sociedad dominante	(3.288)

2.2. Principales riesgos e incertidumbres

En la Nota 3 "Hechos significativos del período" se describen los principales cambios que han afectado a la situación patrimonial y de los resultados de la Sociedad en el período de seis meses terminado a 30 de junio de 2018. Adicionalmente, en la Nota 2.3.3. "Pérdidas por deterioro del valor de los activos" se describen los principales cambios en las hipótesis económicas utilizadas para la elaboración del nuevo Plan Estratégico 2018-2022 y otros factores acaecidos en el período que han dado lugar a un deterioro de los valores contables de las participaciones en empresas del grupo y asociadas a 30 de junio de 2018.

2.3. Políticas contables

Las principales normas de valoración utilizadas por la Sociedad para la elaboración de estos estados financieros intermedios resumidos son las mismas que las Cuentas anuales de Sociedad del ejercicio anual finalizado en el 31 de diciembre de 2017.

2.3.1 Inmovilizado intangible

Los elementos incluidos en el inmovilizado intangible figuran valorados a su precio de adquisición o a su coste de producción o a su valor razonable en el caso de ser activos adquiridos por una combinación de negocios, menos la amortización acumulada y, en su caso, el importe acumulado de las pérdidas reconocidas para cubrir el posible deterioro.

a) Fondo de comercio

El fondo de comercio representa el exceso del coste de la combinación de negocios sobre el valor razonable de la participación en los activos netos identificables de la sociedad adquirida en la fecha de adquisición. El fondo de comercio sólo se reconoce cuando haya sido adquirido a título oneroso y corresponda a los beneficios económicos futuros procedentes de activos que no han podido ser identificados individualmente y reconocidos por separado.

El fondo de comercio se amortiza en diez años y su recuperación es lineal. Adicionalmente, se revisa anualmente para analizar las posibles pérdidas por deterioro de su valor, registrándose en el Balance de situación a su valor de coste menos la amortización y, en su caso, el importe acumulado de las correcciones valorativas por deterioro acumuladas.

Las pérdidas por deterioro del fondo de comercio no son reversibles.

b) Otro inmovilizado intangible

Los gastos de investigación se reconocen como gasto en la Cuenta de pérdidas y ganancias cuando se incurren.

Los costes directamente relacionados con la producción de programas informáticos que sea probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costes se reconocen como inmovilizado intangible. Los costes directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos.

Los costes de las aplicaciones informáticas reconocidos como activos, se amortizan linealmente en un período de entre cuatro y cinco años desde el momento en que están disponibles para la entrada en explotación de la aplicación.

La Sociedad no tiene activos intangibles de vida útil indefinida.

2.3.2 Inmovilizado material

a) Coste

Los bienes comprendidos en el inmovilizado material se valoran al precio de adquisición o al coste de producción o al valor atribuido al activo en caso de que se adquiera como parte de una combinación de negocios.

Forman parte del inmovilizado material los costes financieros correspondientes a la financiación de los proyectos de instalaciones técnicas durante el período de construcción hasta la preparación del activo para su uso.

Los costes de renovación, ampliación o mejora son incorporados al activo como mayor valor del bien exclusivamente cuando suponen un aumento de su capacidad, productividad o prolongación de su vida útil.

Los importes relacionados con los trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado material corresponden al coste directo de producción.

Los gastos derivados de las actuaciones empresariales encaminadas a la protección y mejora del medio ambiente se contabilizan como gasto del ejercicio en que se incurren.

Cuando suponen incorporaciones al inmovilizado material, cuyo fin sea la minimización del impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente, se contabilizan como mayor valor del inmovilizado.

Los beneficios y pérdidas en ventas son determinados por comparación del precio de venta con los valores contables y son registrados en la Cuenta de pérdidas y ganancias.

b) Amortización

Los activos se amortizan linealmente durante su vida útil estimada o, en caso de ser menor, durante la duración de la concesión. Las vidas útiles estimadas son:

	Años de vida útil estimada
Construcciones	33 – 50
Equipos informáticos	4
Elementos de transporte	6
Otros elementos	3 - 20

Los valores residuales y las vidas útiles de los activos se revisan, ajustándolos, en su caso, en la fecha de cada Balance de situación.

Cuando el valor contable de un activo es superior a su importe recuperable estimado o cuando ya no es útil, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable (Nota 2.3.3).

2.3.3 Pérdidas por deterioro del valor de los activos

Los activos se revisan, para analizar las posibles pérdidas por deterioro, siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el valor neto contable puede no ser recuperable. Adicionalmente se revisa al menos anualmente para las inversiones en empresas del grupo y asociadas, las inversiones financieras a largo plazo, los fondos de comercio y los inmovilizados intangibles que no están en explotación.

Cuando el importe recuperable es menor que el valor neto contable del activo, se reconoce en la Cuenta de pérdidas y ganancias una pérdida por deterioro por la diferencia entre ambos. El importe recuperable se calcula como el mayor entre el valor razonable del activo menos los costes para la venta y su valor de uso por el procedimiento del descuento de los flujos de efectivo futuros. La Sociedad está considerando como importe recuperable el valor en uso, para cuyo cálculo, se emplea la metodología que se describe a continuación.

A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que es posible identificar flujos de efectivo independientes. Tanto los activos como fondos de comercio se asignan a estas unidades generadoras de efectivo (UGEs).

En el caso de las inversiones en empresas del grupo, excepto para aquellas inversiones cuyo importe recuperable se determina de acuerdo al patrimonio neto de la sociedad participada (Nota 2.3.4), y los fondos de comercio, los flujos de efectivo se han basado en el Plan Estratégico aprobado por la Sociedad, actualizado por los presupuestos más recientes posibles, ampliados hasta cinco años en función de la regulación y las expectativas para el desarrollo del mercado de acuerdo con las previsiones sectoriales disponibles y de la experiencia histórica sobre la evolución de los precios y los volúmenes producidos.

Los flujos de efectivo posteriores al período proyectado se extrapolan considerando las tasas de crecimiento estimadas para cada UGE que, en ningún caso, superan el tipo de crecimiento medio a largo plazo para el negocio y país en el que operan y que son, en todos los casos, inferiores a los crecimientos del período del Plan Estratégico. Asimismo, para estimar los flujos de efectivo futuros en el cálculo de los valores residuales, se han considerado todas las inversiones de mantenimiento y, en su caso, las inversiones de renovación necesarias para mantener la capacidad productiva de las UGEs.

El nuevo Plan Estratégico 2018-2022 aprobado por el Consejo de Administración en fecha 27 de junio de 2018 ha determinado un nuevo modelo de segmentos con plena responsabilidad e independencia en la gestión. Alineando la nueva estructura, con la nueva visión y modo de gestión de los negocios y de los flujos de caja del nuevo Plan Estratégico, se produce en el consolidado de Naturgy una nueva definición de las Unidades Generadora de Efectivo (UGE), tal como sigue:

- Gas y Electricidad:
 - Comercialización gas, electricidad y servicios: La gestión comercial de gas natural, electricidad y servicios se realiza de manera integral, maximizando el valor del portfolio a través de focalizarse en el cliente y con alto potencial de crecimiento en servicios y soluciones, por lo que existe una única UGE.
 - Comercialización internacional de GNL: Se considera que existe una única UGE ya que se gestiona a nivel global tanto la comercialización del gas natural licuado como la actividad de transporte marítimo.
 - Generación electricidad Europa: Se considera que existe una UGE para generación de electricidad convencional (centrales hidráulicas, carbón, nuclear y ciclos combinados) y otra UGE para generación de electricidad renovable (eólica, mini hidráulica, solar y cogeneración) atendiendo a la nueva visión estratégica del mercado eléctrico español, con mayor presencia en renovables y mayor volatilidad de precios horarios, lo que requiere una especialización de la gestión de la generación convencional y de la generación renovable focalizada respectivamente en ajuste de costes e incremento de la capacidad instalada, en línea con la reorganización efectuada.

En ejercicios anteriores, estas actividades formaban parte de una única UGE debido a que se gestionaban y controlaban de forma conjunta y centralizada en función de las condiciones de la demanda, donde todas las centrales de distintas tecnologías jugaban un papel relevante, complementario y necesario ante distintas situaciones de mercado, proporcionando la electricidad demandada por los clientes en cada momento. Sin embargo, como resultado de las diferentes subastas realizadas a lo largo de 2017 en las que Naturgy ha sido adjudicataria de una potencia total de 971 MW eólica y solar, la producción de generación de electricidad renovable pasará de representar en 2017 un 8% con respecto a la de generación convencional a más del 30% en 2020, incrementando la aportación cuantitativa de los ingresos, las inversiones y los resultados, cada vez más afectados por la disponibilidad de los parques, la volatilidad de los precios electricidad y las revisiones de los complementos retributivos, todo lo cual hace que las entradas de efectivo de dichos activos de generación renovable se consideren independientes de las de los activos de generación convencional.

- Generación electricidad Internacional: Se considera que existe una UGE en cada país en el que se opera (Brasil, Costa Rica, México, Panamá, República Dominicana, Puerto Rico y Australia) al tratarse de negocios sujetos a distintos marcos regulatorios y gestionados de manera independiente.
- Infraestructuras EMEA:
 - Distribución gas España: Constituye una única UGE puesto que el desarrollo, operación y mantenimiento de la red de distribución de gas se gestiona de forma conjunta.
 - Distribución electricidad España: Constituye una única UGE puesto que la red está formada por un conjunto de elementos de activo interrelacionados cuyo desarrollo, operación y mantenimiento se gestiona de forma conjunta.
 - EMPL: Constituye una única UGE que gestiona el gasoducto Magreb – Europa.
- Infraestructuras Latinoamérica Zona Sur: Se considera que existe una UGE para cada negocio y país en el que se opera, al tratarse de negocios sujetos a distintos marcos regulatorios. Incluye el negocio regulado de distribución de gas en Argentina, Brasil, Chile y Perú y el negocio regulado de distribución de electricidad en Argentina y Chile.
- Infraestructuras Latinoamérica Zona Norte: Se considera que existe una UGE para cada negocio y país en el que se opera, al tratarse de negocios sujetos a distintos marcos regulatorios. Incluye el negocio regulado de distribución de gas en México y el negocio regulado de distribución de electricidad en Panamá.
- Resto: Incluye básicamente la UGE de Unión Fenosa Gas y la UGE de almacenamiento de gas.

En resumen, y con respecto al año anterior, además de haberse realizado diversas reubicaciones de UGE entre segmentos, la UGE de Electricidad España se ha separado en: i) Comercialización de electricidad, gas y servicios, ii) Generación de electricidad convencional; y iii) Generación de electricidad renovable.

En este período de seis meses terminado a 30 de junio de 2018, se han registrado deterioros de participaciones en empresas del grupo y asociadas por importe de 3.820 millones de euros, registrado en el epígrafe “Deterioro y pérdidas de participaciones en instrumentos de patrimonio en empresas del grupo y asociadas” de la Cuenta de pérdidas y ganancias, originados por la reevaluación de las estimaciones de flujos de efectivos futuros basados en el Plan Estratégico 2018-2022 aprobado el 27 de junio de 2018, o por otros factores acaecidos durante el período, y que se detallan como sigue:

- Un importe de 2.947 millones de euros por la participación en Gas Natural Fenosa Generación, S.A.

Como consecuencia de la existencia de indicios de deterioro, tras la aprobación del nuevo Plan Estratégico, y teniendo en consideración los informes externos de analistas que indican un valor del negocio de electricidad en España inferior al valor en libros, se ha llevado a cabo un análisis de deterioro.

Las nuevas hipótesis y proyecciones están basadas en el nuevo Plan Estratégico 2018-2022, aprobado por el Consejo de Administración resultante tras la última Junta General de Accionistas y que actualizan las que se habían utilizado hasta la fecha, se han determinado: i) a la luz de las nuevas variables del entorno para el próximo quinquenio, ii) teniendo en cuenta la incertidumbre relativa al papel de determinados activos de generación en la política de transición energética (carbón, nuclear y ciclos combinados) y consecuentemente a la evolución de sus riesgos asociados, iii) considerando la mayor presencia prevista en renovables, iv) vista la creciente volatilidad de precios en el mercado mayorista de electricidad y de los derechos de emisión y v) valorando las referencias de transacciones anunciadas muy recientes en activos de generación de electricidad convencional en España.

Las principales hipótesis consideradas han sido las siguientes:

	2018	2019	2020	2021	2022
Evolución PIB español	2,70%	2,20%	1,90%	1,70%	1,70%
Precio pool €/MWh	58,5	56,8	54,8	51,3	50,3
Brent (USD/bbl)	75,3	75,5	71,0	67,8	65,6
Gas Henry Hub (USD/MMBtu)	2,9	2,8	2,7	2,7	2,7
Carbón (API2 CIF ARA) (USD/t)	89,6	88,0	85,2	82,9	81,9
CO2 €/t	14,0	16,1	16,3	16,6	17,0

Los aspectos más sensibles que se incluyen en la nueva estimación del importe recuperable determinado de acuerdo al valor en uso y aplicando la metodología detallada, son los siguientes:

- Electricidad producida. La evolución de la demanda se ha estimado en base al consenso de varios Organismos internacionales. La cuota de participación se ha estimado en función de la cuota de mercado de Naturgy en cada tecnología y de la evolución que se espera de la cuota de cada tecnología en el mercado total y asumiendo un año de hidraulicidad media. La principal variación con respecto a las proyecciones pasadas corresponde a una disminución de producción convencional en consonancia con la evolución futura esperada del “mix” de generación convencional.
- Precio de la electricidad. Los precios de la energía en el mercado empleados se han calculado con los modelos que cruzan la demanda esperada con las previsiones de la oferta, considerando la evolución previsible del parque de generación en España, en base a las previsiones sectoriales. La principal variación con respecto a las proyecciones pasadas corresponde a que, como resultado de dicho análisis, se han obtenido unas sendas de precios que, como consecuencia de la mencionada elevada incertidumbre de la política energética en España, se han ajustado a la baja en promedio con las curvas de futuros y las previsiones de analistas. Las fuentes utilizadas para las previsiones de analistas corresponden a IHS CERA.
- Coste de los combustibles. Estimado en base a los contratos a largo plazo de aprovisionamiento suscritos por Naturgy y a la evolución prevista de las curvas de precios y la experiencia en los mercados donde opera. La principal variación con respecto a las proyecciones pasadas corresponde a un incremento del coste de derechos de emisión en base a la evolución de curvas de futuros y previsiones de analistas (IHS CERA).
- Costes de operación y mantenimiento. Han sido estimados a partir de los costes históricos del parque gestionado.
- Los tributos establecidos por la Ley 15/2012.

Asimismo, se ha utilizado una tasa de crecimiento a largo plazo del 1,9% y una tasa de descuento antes de impuestos de 7,0%. En el ejercicio 2017, la tasa de descuento antes de impuestos fue del 6,3%, mientras que la tasa de crecimiento a largo plazo fue del 2,2%.

El deterioro acumulado a 30 de junio de 2018 registrado por la participación Gas Natural Fenosa Generación, S.A. asciende a 2.947 millones de euros.

- Un importe de 710 millones de euros correspondientes al deterioro de la participación del 50% en Unión Fenosa Gas.

Desde 2012 Egyptian Natural Gas Holding (EGAS), empresa pública egipcia, dejó de suministrar gas a Unión Fenosa Gas, y dejó de pagar el canon de uso de la planta de licuefacción de Damietta (Egipto). Esta circunstancia provocó la presentación de diversas reclamaciones en sede arbitral, cuya resolución se ha retrasado considerablemente respecto a las expectativas contenidas en la información recogida en las Cuentas anuales a 31 de diciembre de 2017.

Los aspectos más sensibles que se incluyen en el análisis de deterioro realizado son los siguientes:

- Volúmenes de gas a suministrar por cada fuente de aprovisionamiento. La principales causas de las diferencias entre las proyecciones de flujos de efectivo pasadas y corrientes corresponde a la disminución de los volúmenes de gas a suministrar de Egipto y a licuar en la planta durante el período del Plan Estratégico 2018-2022, como consecuencia de que todavía no se ha materializado el acuerdo con EGAS y considerando los retrasos en los procesos de arbitraje arriba mencionados.
- Coste de los aprovisionamientos de gas. De acuerdo a los precios de los contratos a largo plazo suscritos por Unión Fenosa Gas y a la evolución prevista de los precios en los mercados spot en base a la variación de la composición de los volúmenes de gas afectados por la situación de Egipto.
- Precio de venta del gas natural. Valorado con los modelos predictivos de acuerdo con la evolución prevista de las curvas de precios y la experiencia en los mercados en los que opera Unión Fenosa Gas.

Asimismo, se ha utilizado una tasa de crecimiento a largo plazo del 1,9% (1,8% en el ejercicio 2017) y una tasa de descuento antes de impuestos del 15,1% (13,4% en el ejercicio 2017).

El deterioro acumulado a 30 de junio de 2018 registrado por la participación del 50% en Unión Fenosa Gas asciende a 2.081 millones de euros (1.371 millones de euros a 31 de diciembre de 2017).

- Un importe de 129 millones de euros correspondiente al deterioro de la participación en Gas Natural Informática, S.A. correspondiente al deterioro de aplicaciones informáticas, motivado por la revisión de las mismas en el marco del nuevo Plan Estratégico 2018-2022 y teniendo en cuenta su obsolescencia.

El deterioro acumulado a 30 de junio de 2018 registrado por la participación Gas Natural Informática, S.A. asciende a 129 millones de euros.

- Un importe de 34 millones de euros por el deterioro de otras participaciones.

Adicionalmente, se ha registrado el deterioro de los activos siguientes:

- El deterioro de 243 millones de euros de la participación en Unión Fenosa Minería, S.A. por la diferencia entre el valor en libros de la participación en el yacimiento de carbón en Sudáfrica (Kangra Coal (Proprietary) LTD) y su valor razonable menos los costes de ventas, tomando en consideración

el precio y las condiciones alcanzadas en el acuerdo para su venta.

El deterioro acumulado a 30 de junio de 2018 registrado por la participación Unión Fenosa Minería, S.A. asciende a 278 millones de euros.

- El deterioro de 11 millones de euros de la participación en Unión Fenosa Financiación, S.A., registrada de acuerdo al patrimonio neto.

Adicionalmente, está provisionada la participación de Gas Natural Exploración, S.L. por un importe de 213 millones de euros. El valor recuperable se ha determinado mediante su patrimonio neto.

2.3.4 Activos y pasivos financieros

Inversiones en el patrimonio de empresas del grupo, multigrupo y asociadas

Se valoran al menor, entre el coste de adquisición o su valor razonable en el caso de inversiones adquiridas a través de una combinación de negocios y el valor recuperable. El valor recuperable se determina como el mayor importe entre su valor razonable menos los costes de venta y el valor actual de los flujos de efectivo derivados de la inversión. Salvo mejor evidencia del importe recuperable, será el patrimonio neto de la sociedad participada corregido por las plusvalías tácitas existentes en la fecha de la valoración. La corrección de valor y, en su caso, su reversión se registra en la Cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio en que se produce.

En el caso de aportaciones no dinerarias a una empresa del grupo en las que el objeto es un negocio, la inversión se valora por el valor neto contable de los elementos patrimoniales entregados en las Cuentas anuales consolidadas en la fecha en que se realiza la operación.

Las Cuentas anuales consolidadas a utilizar son las del grupo o subgrupo mayor en el que se integren los elementos patrimoniales, cuya sociedad dominante sea española.

En las operaciones de fusión, escisión y segregación, entre empresas del grupo, en las que intervenga la empresa dominante del grupo, directa o indirectamente, los elementos patrimoniales adquiridos se valorarán por el importe que correspondería a los mismos, una vez realizada la operación, en las Cuentas anuales consolidadas del grupo. La diferencia entre el coste de la participación entregada y el valor contable de los elementos patrimoniales entregados en las Cuentas anuales consolidadas del grupo, se registrará en el epígrafe "Reservas" del Balance de situación.

Inversiones financieras

Las adquisiciones y enajenaciones de inversiones se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que la Sociedad se compromete a adquirir o vender el activo, clasificándose a la adquisición en las siguientes categorías:

a) Préstamos y cuentas a cobrar

Son activos financieros no derivados con cobros fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo, y sobre los que no hay intención de negociar a corto plazo. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a doce meses desde la fecha del Balance de situación que se clasifican como activos no corrientes.

Se registran inicialmente a su valor razonable y posteriormente a su coste amortizado, utilizando el método de interés efectivo.

Se efectúan las correcciones de valor necesarias por deterioro de valor cuando existe evidencia objetiva de que no se cobrarán todos los importes que se adeudan. El importe de la provisión es la diferencia entre el valor en libros del activo y el valor actual de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados al tipo de interés efectivo.

b) Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento

Son valores representativos de deuda con cobros fijos o determinables y vencimiento fijo que la

sociedad tiene la intención efectiva y la capacidad de mantener hasta su vencimiento. Los criterios de valoración de estas inversiones son los mismos que para los créditos y cuentas a cobrar.

c) Activos financieros a valor razonable con cambios a resultados

Son activos que se adquieren con el propósito de venderlos en un corto plazo. Los derivados se consideran en esta categoría a no ser que estén designados como instrumentos de cobertura. Estos activos financieros se valoran, tanto en el momento inicial como en valoraciones posteriores, por su valor razonable, imputando los cambios que se produzcan en dicho valor en la Cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio.

d) Activos financieros disponibles para la venta

Son los valores representativos de deuda e instrumentos de patrimonio, no derivados, que no se clasifican en ninguna de las categorías anteriores.

Se reconocen por su valor razonable. Las pérdidas y ganancias no realizadas que surgen de cambios en el valor razonable se reconocen en el patrimonio neto. Cuando se venden o sufren pérdidas por un deterioro del valor prolongado, los ajustes acumulados en la reserva por ajustes por valoración se incluyen en la Cuenta de pérdidas y ganancias.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan se basan en el valor de cotización. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas se establece el valor razonable empleando técnicas de valoración que incluyen el uso de transacciones recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, referencias a otros instrumentos sustancialmente iguales y el análisis de flujos de efectivo futuros descontados. En caso de que ninguna técnica mencionada pueda ser utilizada para fijar el valor razonable, se registran las inversiones a su coste de adquisición minorado por la pérdida por deterioro, en su caso.

Los activos financieros se dan de baja cuando los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo han vencido o se han transferido, siendo necesario que se hayan transferido de manera sustancial los riesgos y beneficios inherentes a su propiedad. No se dan de baja los activos financieros y se reconoce un pasivo por un importe igual a la contraprestación recibida en las cesiones de activos en que se han retenido los riesgos y beneficios inherentes al mismo.

Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

El efectivo y otros activos líquidos equivalentes incluyen el efectivo en caja, los depósitos a la vista en entidades de crédito y otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento de no más de tres meses.

Deudas financieras

Las deudas financieras se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costes de la transacción que se hubieran incurrido. Cualquier diferencia entre el importe recibido y su valor de reembolso se reconoce en la Cuenta de pérdidas y ganancias durante el período de amortización de la deuda financiera, utilizando el método del tipo de interés efectivo.

Las deudas financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que su vencimiento tenga lugar a más de doce meses desde la fecha del Balance de situación, o incluyan cláusulas de renovación tácita a ejercicio de la Sociedad.

Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes son pasivos financieros a corto plazo que se valoran a valor razonable, no devengan explícitamente intereses y se registran por su valor nominal. Se consideran deudas no corrientes las de vencimiento superior a doce meses.

2.3.5 Derivados financieros y otros instrumentos financieros

Los derivados financieros se reconocen a su valor razonable en la fecha de contrato, recalculándose sucesivamente a su valor razonable. El método para el reconocimiento de la ganancia o pérdida depende de si se clasifica el derivado como un instrumento de cobertura, y en este caso, la naturaleza del activo objeto de la cobertura.

Para cada operación de cobertura, la Sociedad documenta la relación entre el instrumento de cobertura y el elemento cubierto, la naturaleza del riesgo a cubrir y la medición de la eficacia del instrumento de cobertura. Adicionalmente, de forma periódica se revisan objetivos de la gestión de riesgos y la estrategia de cobertura.

Una cobertura se considera altamente eficaz cuando los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de los elementos objeto de cobertura se compensan con el cambio en el valor razonable o en los flujos de efectivo del instrumento de cobertura con una efectividad comprendida en un rango del 80% al 125%.

El valor de mercado de los diferentes instrumentos financieros se calcula mediante los siguientes procedimientos:

- Para los derivados cotizados en un mercado organizado, por su cotización al cierre del ejercicio.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, por el descuento de flujos de caja, basándose en las condiciones de mercado a fecha de cierre del ejercicio o, en el caso de elementos no financieros, en la mejor estimación de las curvas futuras de precios de dichos elementos.

Los valores razonables, se ajustan por el impacto esperado del riesgo de crédito observable de la contraparte en los escenarios de valoración positivo y el impacto del riesgo de crédito propio observable en los escenarios de valoración negativo.

Los derivados implícitos en otros instrumentos financieros o en otros contratos principales son contabilizados separadamente como derivados, solamente cuando sus características económicas y riesgos inherentes no están relacionados estrechamente con los instrumentos en los que se encuentran implícitos y el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable con cambios a través de la Cuenta de pérdidas y ganancias.

A efectos de su contabilización, las operaciones se clasifican de la manera siguiente:

1. Derivados que califican para la contabilidad de coberturas

a) Cobertura del valor razonable

Los cambios en el valor razonable de los derivados designados, que cumplen las condiciones para clasificarse como operaciones de cobertura del valor razonable, se reconocen en la Cuenta de pérdidas y ganancias, junto con cualquier cambio en el valor razonable de las partidas cubiertas.

b) Cobertura de flujos de efectivo

La parte efectiva de cambios en el valor razonable de los derivados designados y calificados como coberturas de flujos de efectivo se reconoce en el patrimonio neto. La ganancia o pérdida correspondiente a la parte no efectiva se reconoce inmediatamente en la Cuenta de pérdidas y ganancias.

Los importes acumulados en el patrimonio neto se traspasan a la Cuenta de pérdidas y ganancias en el ejercicio en que la partida cubierta afecta a la ganancia o a la pérdida.

c) Cobertura de inversión neta en el extranjero

Se aplica contabilidad de cobertura del valor razonable a las diferencias originadas por el tipo de cambio de los préstamos en moneda extranjera para financiar inversiones en empresas del grupo, asociadas y multigrupo, realizadas en la misma moneda funcional.

d) Derivados que no califican para la contabilidad de cobertura

Ciertos derivados no cumplen el criterio para poder aplicar contabilidad de cobertura. Los cambios en el valor razonable de cualquier derivado que no se califique para la contabilidad de cobertura se reconocen inmediatamente en la Cuenta de pérdidas y ganancias.

e) Contratos de compra y venta de energía

En el curso normal de sus negocios la Sociedad dispone de contratos de compra y venta de energía que en la mayoría de los casos incluyen cláusulas *take or pay*, en virtud de las cuales el comprador asume la obligación de pagar el valor de la cantidad de energía contratada con independencia de que la reciba o no. Estos contratos se celebran y se mantienen con el propósito de hacer frente a las necesidades de recepción o entrega física de energía previstas por la Sociedad de acuerdo a las estimaciones periódicas de compra y venta de energía, cuyo seguimiento se efectúa de manera sistemática y que se ajustan siempre mediante entrega física. En consecuencia, se trata de contratos para “uso propio” y, por lo tanto, se encuentran fuera de la norma de valoración de instrumentos financieros.

2.3.6 Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas

La Sociedad clasifica como activos mantenidos para la venta los activos y los pasivos vinculados para los cuales se han iniciado gestiones activas para su venta, y se estima que la misma se llevará a cabo dentro de los doce meses siguientes.

Estos activos se presentan valorados al menor importe entre su valor contable y el valor razonable minorado por los costes necesarios para su enajenación y no están sujetos a amortización, desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Adicionalmente, la Sociedad considera actividades interrumpidas los componentes (unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo) que representan una línea de negocio o un área geográfica de la explotación, que sea significativa y que pueda considerarse separada del resto, que se han vendido o se han dispuesto de ellas por otra vía o bien que reúnen las condiciones para ser clasificadas como mantenidas para la venta. Asimismo, se consideran actividades interrumpidas aquellas entidades adquiridas exclusivamente con la finalidad de revenderlas.

2.3.7 Capital social

El capital social está representado por acciones ordinarias.

Los costes de emisión de nuevas acciones u opciones, netos de impuestos, se deducen del patrimonio neto, como menores reservas o prima de emisión en el caso de emisiones de capital con prima.

Los dividendos sobre acciones ordinarias se reconocen como menor valor del patrimonio cuando son aprobados.

Las adquisiciones de acciones propias se registran por su valor de adquisición, minorando el patrimonio neto hasta el momento de su enajenación. Los beneficios y pérdidas obtenidos en la enajenación de acciones propias se registran en el epígrafe “Reservas” del Balance de situación.

2.3.8 Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el resultado del período y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones propias en poder de la Sociedad.

El beneficio por acción diluido se calcula como el cociente entre el resultado del período atribuible a los accionistas ordinarios ajustado por el efecto atribuible a las acciones ordinarias potenciales con efecto dilutivo y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el período, ajustado por el promedio ponderado de las acciones ordinarias que serían emitidas si se convirtieran todas las

acciones ordinarias potenciales en acciones ordinarias de la Sociedad. A estos efectos se considera que la conversión tiene lugar al comienzo del período o en el momento de la emisión de las acciones ordinarias potenciales, si éstas se hubiesen puesto en circulación durante el propio período.

2.3.9 Provisiones por obligaciones con el personal

a) Obligaciones por pensiones y similares

- Planes de aportación definida

La Sociedad, junto con otras empresas del grupo, es promotora de un plan de pensiones de promoción conjunta, de sistema de empleo, que es de aportación definida para la jubilación y de prestación definida para las denominadas contingencias de riesgo, las cuales se encuentran aseguradas.

Adicionalmente, existe un plan de aportación definida para un colectivo de directivos, en el cual la Sociedad se compromete a realizar unas aportaciones a una póliza de seguros, garantizando a dicho colectivo una rentabilidad del 125% del IPC de las aportaciones realizadas al seguro. Todos los riesgos están transferidos a la compañía de seguros, ya que ésta incluso asegura la garantía indicada anteriormente.

Las aportaciones realizadas han sido registradas en el epígrafe de “Gastos de personal” de la Cuenta de pérdidas y ganancias.

- Planes de prestación definida

Para determinados colectivos existen compromisos de prestación definida en relación con el pago de complementos por pensiones de jubilación, fallecimiento e invalidez, de acuerdo con las prestaciones acordadas por la entidad y que han sido exteriorizados mediante la formalización de contratos de seguro de primas únicas conforme al Real Decreto 1588/1999 de 15 de octubre por el que se aprueba el Reglamento sobre la instrumentación de los compromisos por pensiones de las empresas.

El pasivo reconocido respecto de los planes de prestaciones definidas es el valor actual de la obligación en la fecha del Balance de situación menos el valor razonable de los activos afectos al plan. La obligación por prestaciones definidas se calcula anualmente por actuarios independientes de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada. El valor actual de la obligación se determina descontando los flujos de efectivo futuros estimados a tipos de interés de bonos denominados en la moneda en que se pagarán las prestaciones y con plazos de vencimiento similares a los de las correspondientes obligaciones.

Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen por cambios en las hipótesis actuariales o por diferencias entre las hipótesis y la realidad se reconocen íntegramente en el período en el que ocurren directamente en patrimonio en el epígrafe de “Reservas”.

Los costes por servicios pasados se reconocen inmediatamente en la Cuenta de pérdidas y ganancias en el epígrafe de “Gastos de personal”.

b) Otras obligaciones posteriores a la jubilación

La Sociedad ofrece prestaciones posteriores a la jubilación a sus empleados. El derecho a este tipo de prestaciones normalmente está condicionado a la permanencia del empleado en la empresa hasta su jubilación y durante un mínimo determinado de años. Los costes esperados de estas prestaciones se devengan durante la vida laboral de los empleados de acuerdo con un método contable similar al de los planes de pensiones de prestaciones definidas. Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de cambios en las hipótesis actuariales se cargan o abonan en el epígrafe de “Reservas”.

c) Indemnizaciones

Las indemnizaciones por cese se pagan a los empleados como consecuencia de la decisión de rescindir su contrato de trabajo antes de la edad normal de jubilación o cuando el empleado acepta voluntariamente a cambio de esas prestaciones. La Sociedad reconoce estas prestaciones cuando se ha comprometido de forma demostrable a cesar en su empleo a los trabajadores actuales, de acuerdo

con un plan formal detallado sin posibilidad de retirada, o a proporcionar indemnizaciones por cese. En caso de que sea necesario el mutuo acuerdo, únicamente se registra la provisión en aquellas situaciones en que la Sociedad ha decidido que dará su consentimiento a la baja de los empleados, una vez solicitada por ellos.

2.3.10 Provisiones

Se reconocen las provisiones cuando la Sociedad tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados; hay más probabilidades de que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación que de lo contrario; y el importe se ha estimado de forma fiable. No se reconocen provisiones para pérdidas de explotación futuras.

Se valoran las provisiones al valor presente del importe necesario para liquidar la obligación a la fecha del Balance de situación, según la mejor estimación disponible.

Cuando se espera que parte del desembolso necesario para liquidar la provisión sea reembolsado por un tercero, el reembolso se reconoce como un activo independiente, siempre que sea prácticamente segura su recepción.

En aquellos contratos en los que las obligaciones asumidas conllevan unos costes inevitables superiores a los beneficios económicos que se espera percibir de ellos, se reconoce el gasto y la provisión correspondiente por el importe del valor presente de la diferencia existente.

2.3.11 Arrendamientos

a) Arrendamientos financieros

Los arrendamientos en los que el arrendatario tiene sustancialmente todos los riesgos y las ventajas derivadas de la propiedad de los activos se clasifican como arrendamientos financieros.

Dichos arrendamientos se reconocen al inicio del contrato al menor entre el valor razonable del activo y el valor actual de los pagos por el arrendamiento incluida, en su caso, la opción de compra. Cada pago por arrendamiento se desglosa entre la reducción de la deuda y la carga financiera, de forma que se obtenga un tipo de interés constante sobre la deuda pendiente de amortizar. La obligación de pago derivada del arrendamiento, neta de la carga financiera, se reconoce en el pasivo del Balance de situación. La parte de interés de la carga financiera se imputa a la Cuenta de pérdidas y ganancias durante el período de vigencia del arrendamiento al objeto de obtener un tipo de interés periódico constante sobre la deuda pendiente de amortizar a cada período. El inmovilizado material adquirido bajo contratos de arrendamiento financiero se amortiza durante la vida útil del activo.

b) Arrendamientos operativos

Los arrendamientos en los que el arrendador conserva una parte importante de los riesgos y ventajas derivados de la titularidad se clasifican como arrendamientos operativos.

Los pagos en concepto de arrendamiento operativo se cargan en la Cuenta de pérdidas y ganancias sobre una base lineal durante el período de arrendamiento.

2.3.12 Impuesto sobre beneficios

El gasto devengado del Impuesto sobre beneficios incluye el gasto por el impuesto diferido y el gasto por el impuesto corriente entendido este como la cantidad a pagar (o recuperar) relativa al resultado fiscal del ejercicio.

Los impuestos diferidos se registran por comparación de las diferencias temporarias que surgen entre las bases fiscales de los activos y pasivos y sus importes contables en las Cuentas anuales utilizando los tipos impositivos que se espera que estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

Los impuestos diferidos originados por cargos o abonos directos en cuentas de patrimonio contabilizan también con cargo o abono a patrimonio.

Los activos por impuestos diferidos y créditos fiscales se reconocen únicamente en la medida en que se considera probable que vaya a disponerse de beneficios fiscales futuros con los que poder compensar las diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos fiscales

Cuando se produce un cambio en los tipos impositivos se procede a reestimar los importes de impuestos diferidos de activo y pasivo. Estos importes se cargan o abonan contra pérdidas y ganancias o contra Reservas en función de la cuenta a la que se cargó o abonó el importe original.

2.3.13 Reconocimiento de ingresos y gastos

a) General

Las ventas de bienes se reconocen cuando los productos han sido entregados al cliente y el cliente los ha aceptado, aunque no se hayan facturado, o, en caso aplicable, los servicios han sido prestados y la cobrabilidad de las correspondientes cuentas a cobrar está razonablemente asegurada. La cifra de ventas del ejercicio incluye la estimación de la energía suministrada que se encuentra pendiente de facturación.

Los gastos se reconocen atendiendo a su devengo, de forma inmediata en el supuesto de desembolsos que no vayan a generar beneficios económicos futuros o cuando no cumplen los requisitos necesarios para registrarlos contablemente como activo.

Las ventas se valoran netas de impuestos y descuentos.

b) Otros ingresos y gastos

En la contabilización de los ingresos derivados de los contratos de prestación de servicios se utiliza el método del porcentaje de realización en el que, cuando los ingresos pueden ser estimados de forma fiable, éstos son registrados en función del grado de avance en la ejecución del contrato a la fecha de cierre, calculado como la proporción que representan los costes incurridos a la fecha sobre la estimación de los costes necesarios para la ejecución del contrato.

Si los ingresos del contrato no pueden ser estimados de forma fiable, los costes (y su ingreso correspondiente) se registran en el periodo en el que se incurren siempre que los primeros sean recuperables. No se registra el margen del contrato hasta el momento en que se tiene certeza del mismo, en base a la planificación de costes e ingresos.

En el caso de que los costes totales superen los ingresos del contrato, dicha pérdida se reconoce inmediatamente en la Cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio.

Los ingresos y gastos por intereses se reconocen usando el método del tipo de interés efectivo.

Los ingresos por dividendos se reconocen cuando se establece el derecho a recibir el cobro.

La tenencia de participaciones en sociedades del grupo y asociadas se considera como la actividad ordinaria más relevante de la Sociedad y por la que obtiene ingresos de carácter periódico. En aplicación del criterio manifestado por el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas en relación con la determinación del importe neto de la cifra de negocios en sociedades holding (consulta número 2 del Boletín Oficial del Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas número 79), los dividendos de empresas del grupo y asociadas y los intereses percibidos por préstamos concedidos a empresas del grupo y asociadas se recogen como "Importe neto de la cifra de negocios". Asimismo, se considera el epígrafe "Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos de patrimonio en empresas del grupo y asociadas" dentro del Resultado de explotación.

2.3.14 Transacciones en moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a euros utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios en moneda extranjera se reconocen en la Cuenta de pérdidas y ganancias.

2.3.15 Transacciones entre partes vinculadas

Con carácter general, las operaciones entre empresas vinculadas se contabilizan en el momento inicial por su valor razonable. En su caso, si el precio acordado difiere de su valor razonable, la diferencia se registra atendiendo a la realidad económica de la operación. La valoración posterior se realiza conforme a lo previsto en las correspondientes normas.

No obstante lo anterior, en las operaciones de fusión, escisión, segregación o aportación no dineraria de un negocio los elementos constitutivos del negocio adquirido se valoran por el importe que corresponde a los mismos, una vez realizada la operación, en las Cuentas anuales consolidadas de Naturgy.

En estos casos la diferencia que se pudiera poner de manifiesto entre el valor neto de los activos y pasivos de la sociedad adquirida, ajustado por el saldo de las agrupaciones de subvenciones, donaciones y legados recibidos y ajustes por cambios de valor y cualquier importe del capital y prima de emisión, en su caso, emitido por la sociedad absorbente, se registra en el epígrafe "Reservas" del Balance de situación.

2.3.16 Combinaciones de negocios

Las combinaciones de negocios se contabilizan aplicando el método de adquisición. El coste de una adquisición se calcula según el valor razonable de los activos entregados, los instrumentos patrimoniales emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha del intercambio más los costes directamente atribuibles a la adquisición. El proceso de valoración necesario para aplicar el método de adquisición se completa dentro del período de un año desde la fecha de la adquisición.

Los activos identificables adquiridos y los pasivos o pasivos contingentes incurridos o asumidos como resultado de la transacción, se valoran inicialmente a su valor razonable a la fecha de adquisición, siempre y cuando éste pueda ser medido con fiabilidad.

El exceso de coste de la adquisición respecto al valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables adquiridos se registra como fondo de comercio. Si el coste de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos adquiridos se reconoce como ingreso en la Cuenta de pérdidas y ganancias.

2.3.17 Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo ha sido elaborado utilizando el método indirecto, y en el mismo se utilizan las siguientes expresiones con el significado que a continuación se indica:

- a) Actividades de explotación: actividades que constituyen los ingresos ordinarios de la Sociedad, así como otras actividades que no pueden ser calificadas como de inversión o financiación.
- b) Actividades de inversión: actividades de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- c) Actividades de financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos que no forman parte de las actividades de explotación.

Nota 3. Hechos significativos del período

Período de seis meses terminado el 30 de junio de 2018

Las principales operaciones llevadas a cabo por la Sociedad durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018, han sido las siguientes:

Operaciones societarias

- El 3 de agosto de 2017 la Sociedad firmó un acuerdo con un Consorcio formado por Allianz Capital Partners y Canada Pension Plan Investment Board para vender una participación del 20% en el

negocio de distribución de gas natural en España por un importe de 1.500 millones de euros previo incremento del nivel de deuda a través de una financiación intragrupo a largo plazo por parte de Naturgy de 6.000 millones de euros. El cierre de la operación estaba sujeto a la obtención de las aprobaciones reglamentarias y de competencia necesarias.

Para llevar a cabo la operación, Holding de Negocios de Gas S.A., sociedad participada en un 100% por la Sociedad, se ha convertido en la cabecera de las actividades de distribución y transporte de gas natural y distribución de gas natural licuado del petróleo (GLP) en España, realizando las siguientes operaciones:

- En fecha 7 de febrero de 2018, Holding de Negocios de Gas S.A. ha realizado un aumento de capital social mediante la emisión de 15.000 nuevas acciones de 1 euro de valor nominal, con una prima de emisión de 499.999 euros por acción. Estas nuevas acciones han sido íntegramente suscritas y desembolsadas por la Sociedad por un importe total de 7.500 millones de euros.
- En fecha 7 de febrero de 2018 la Sociedad ha otorgado un préstamo intragrupo por importe de 6.000 millones de euros a Holding de Negocios de Gas, S.A. Dicho préstamo tiene vencimientos entre 7 y 12 años y devenga un tipo de interés de mercado.
- En fecha 7 de febrero de 2018, con los fondos recibidos, Holding de Negocios de Gas S.A. ha adquirido a la Sociedad el 100% de las participaciones en Nedgia S.A. (sociedad anteriormente denominada Holding Negocios Regulados Gas Natural S.A. y que es la tenedora de las sociedades distribuidoras de gas españolas) por un importe de 11.518 millones de euros, importe que ha sido determinado como valor razonable en base al mismo precio por acción fijado en el mencionado acuerdo de venta con el Consorcio, y que ha sido refrendado por las *fairness opinion* de los bancos de negocio J.P. Morgan y Morgan Stanley que han actuado como asesores financieros en esta operación y que han concluido que el valor es razonable desde el punto de vista financiero. De acuerdo con lo establecido en el apartado 1 de la Norma de Registro y Valoración 21ª del Plan General de Contabilidad, la transacción realizada se ha contabilizado por su valor razonable y ha supuesto un beneficio de 9.537 millones de euros. Asimismo la Sociedad ha cancelado los créditos que tenía concedidos a las sociedades de distribución de gas españolas por importe de 1.982 millones de euros, siendo la sociedad Holding de Negocios de Gas S.A quien ha concedido dicha financiación por idéntico valor a las sociedades de distribución de gas españolas.
- En fecha 14 de febrero de 2018 Holding Negocios de Gas, S.A. ha adquirido a Nedgia, S.A. el 100% de las participaciones en Gas Natural Transporte SDG, S.L. y en Gas Natural Redes de GLP, S.A. por un importe de 165 millones de euros, importe que ha sido determinado como valor razonable a partir del precio fijado en el mencionado acuerdo de venta con el Consorcio, previa distribución por parte de Nedgia, S.A. de dividendos por importe de 165 millones de euros con cargo a prima de emisión.

En fecha 19 de marzo la Sociedad, una vez completadas las aprobaciones reglamentarias y de competencia necesarias, ha transmitido al mencionado Consorcio el 20% de la participación en el capital de Holding de Negocios de Gas, S.A por un importe de 1.500 millones de euros en efectivo, sin impacto relevante en resultados, dado que la participación figuraba registrada por su valor razonable.

- Reducción de capital con devolución de aportaciones de Clover Financial and Treasury Services, D.A.C, por 200 millones de dólares. La reducción de la participación genera un resultado positivo de 10 millones de euros por impacto de tipo de cambio.
- Se han registrado como disminución del valor contable de las participaciones, las distribuciones de reservas por Global Power Generation, S.A. y Holding de Negocios de Gas, S.A. por importe de 67 millones de euros y de 464 millones de euros respectivamente.

Otras operaciones significativas

- El 22 de febrero de 2018 Repsol, S.A. alcanzó un acuerdo con Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U., una sociedad controlada por fondos asesorados por CVC, para la venta del 20,072% del capital de Naturgy Energy Group, S.A. El 18 de mayo de 2018 se completó la transacción dejando de ser Repsol, S.A. titular de las acciones de dicha sociedad.
- En Otros activos financieros se incluyen los desajustes temporales producidos entre los ingresos y los costes del sistema gasista acumulados del ejercicio 2017 financiados por Naturgy conforme a la Ley 18/2014, de 17 de octubre. Este importe fue adquirido por la Sociedad a las sociedades distribuidoras de Naturgy y será recuperado a través de las liquidaciones del sistema gasista, al generar el derecho a su recuperación en los cinco años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado. El importe de esta financiación ha sido registrado de acuerdo con el plazo estimado de recuperación.

Tras recibir las sucesivas liquidaciones del ejercicio 2017, se observa que el déficit del sector del gas ha evolucionado favorablemente y se ha adecuado el importe correspondiente al desajuste del año 2017 en 14 millones de euros.

Operaciones de financiación

- En enero de 2018 Naturgy realizó una emisión de bonos bajo su programa Euro Medium Term Notes (EMTN) por valor de 850 millones de euros con vencimiento a 10 años y un cupón de 1,5% cuyos recursos se destinaron a una oferta de recompra de bonos por un importe de 916 millones de euros de obligaciones con vencimientos entre 2019 y 2023, lo que supuso un desembolso neto de 66 millones de euros. Asimismo, durante el primer semestre de 2018 han llegado a vencimiento dos bonos por importe total de 1.099 millones de euros y cupón medio de 4,59%.
- 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 de euros. El saldo vivo de las emisiones dentro del programa ECP asciende a 500 millones de euros, no habiendo emisiones vivas a 31 de diciembre de 2017.

Período de seis meses terminado el 30 de junio de 2017

Las principales operaciones llevadas a cabo por la Sociedad durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2017, fueron las siguientes operaciones.

Operaciones societarias

- Reducción de capital con devolución de aportaciones de Clover Financial and Treasury Services, D.A.C, por 75 millones de dólares. La reducción de la participación genera un resultado positivo de 7 millones de euros por impacto de tipo de cambio.

Operaciones de financiación

- En abril de 2017 Naturgy realizó una emisión de bonos bajo su programa Euro Medium Term Notes (EMTN) por valor de 1.000 millones de euros con vencimiento a 7 años y un cupón de 1,125%. Dicho importe fue empleado para llevar a cabo la recompra de obligaciones por un importe de 1.000 millones de euros con vencimientos en 2018, 2020 y 2021.
- Durante el primer semestre de 2017, se realizaron emisiones bajo el programa Euro Commercial Paper (ECP) por un importe total de 2.133 millones de euros. El saldo vivo de las emisiones dentro del programa ECP asciende a 500 millones de euros (100 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

Nota 4. Otra información

Estructura de la plantilla

El número medio de empleados de la Sociedad, es el siguiente:

	A 30.06.18	A 30.06.17
Hombres	833	872
Mujeres	918	897
Total	1.751	1.769

Acciones propias

Los movimientos habidos durante el primer semestre de los ejercicios 2018 y 2017 con acciones propias de la Sociedad han sido los siguientes:

	Número de acciones	Importe en millones de euros	% Capital
A 1 de enero de 2018	--	--	--
Adquisiciones	5.336.599	105	0,5%
Plan de Adquisición de Acciones	(354.422)	(7)	--
Enajenaciones	(4.982.177)	(98)	(0,5%)
A 30 de junio de 2018	--	--	--

	Número de acciones	Importe en millones de euros	% Capital
A 1 de enero de 2017	750.545	13	0,1%
Adquisiciones	3.030.164	60	0,3%
Plan de Adquisición de Acciones	(336.625)	(7)	--
Enajenaciones	(3.062.734)	(58)	(0,3%)
A 30 de junio de 2017	381.350	8	--

En el primer semestre del ejercicio 2018 los resultados obtenidos en las transacciones con acciones propias por la Sociedad ascienden a una pérdida de 0,1 millones de euros, que se han registrado en el epígrafe "Otras reservas" (un beneficio de 0,5 millones de euros en el primer semestre de 2017).

En ejecución de los acuerdos adoptados por la Junta General de Accionistas de la Sociedad celebrada el 20 de abril de 2017 se puso en marcha el Plan de Adquisición de Acciones 2017-2018-2019, correspondiente al ejercicio 2018, dirigido a empleados de Naturgy en España, que voluntariamente decidan acogerse al mismo. El Plan permite a sus participantes recibir parte de su retribución correspondiente al ejercicio 2018 en acciones de la Sociedad, con un límite máximo anual de 12.000 euros. Durante el primer semestre de 2018 se han adquirido 354.422 acciones propias por un importe de 7 millones de euros para su entrega a los participantes de dicho Plan (336.625 acciones propias por un importe de 7 millones de euros durante el primer semestre de 2017).

Dividendos

Con fecha 27 de junio de 2018, la Junta General de Accionistas aprobó la propuesta de reparto de resultados aprobada por el Consejo de Administración con fecha 6 de febrero de 2018, correspondiente al ejercicio 2017.

Base de reparto	
Pérdidas y ganancias	1.023
Distribución	
A Reserva voluntaria	22
A Dividendo	1.001

A continuación se detallan los pagos de dividendos efectuados durante el primer semestre de 2018 y el primer semestre de 2017:

	30/06/2018			30/06/2017		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe
Acciones ordinarias	-	-	-	67%	0,67	671
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados	-	-	-	67%	0,67	671
a) Dividendos con cargo a resultados	-	-	-	67%	0,67	671
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

30 de junio de 2018

La propuesta aprobada por la Junta General de Accionistas celebrada el 27 de junio de 2018 incluye un dividendo complementario de 0,670 euros por acción, por un importe total de 671 millones de euros que ha sido pagado íntegramente en efectivo el 5 de julio de 2018.

El Consejo de Administración de la Sociedad aprueba, en su reunión del 24 de julio de 2018, distribuir un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2018 de 0,28 euros por acción, pagadero el 31 de julio de 2018.

La Sociedad cuenta, a la fecha de aprobación del dividendo a cuenta, con la liquidez necesaria para proceder a su pago de acuerdo con lo establecido en la Ley de Sociedades de Capital. El estado contable de liquidez provisional formulado por los Administradores el 24 de julio de 2018 es el siguiente:

Resultado después de impuestos	5.597
Reservas a dotar	--
Cantidad máxima distribuible	5.597
Previsión de pago del dividendo a cuenta	280
Liquidez de tesorería	2.564
Líneas de crédito no dispuestas	6.555
Liquidez total	9.119

30 de junio de 2017

La Junta General de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2017 aprobó un dividendo complementario de 0,670 euros por acción, por un importe total de 671 millones de euros y pagado el 27 de junio de 2017.

El Consejo de Administración acordó un dividendo a cuenta del ejercicio 2017 de 0,330 euros por acción que fue pagado íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2017.

Nota 5. Importe neto de la cifra de negocios

La distribución del importe neto de la cifra de negocio de la Sociedad correspondiente a sus actividades ordinarias, por un período de seis meses terminado en 30 de junio de 2018 y el 30 de junio de 2017 es el siguiente:

	A 30.06.18	A 30.06.17
Mercado interior	1.945	2.052
Exportación:	219	270
- Unión Europea	214	258
- Países O.C.D.E.	4	4
- Resto de países	1	8
Total	2.164	2.322

Nota 6. Información sobre miembros del Consejo de Administración y Personal directivo

Retribuciones al Consejo de Administración

El importe devengado por los miembros del Consejo de Administración de Naturgy Energy Group, S.A., por su pertenencia al Consejo de Administración y a las distintas Comisiones del mismo ha ascendido a 2.435 miles de euros a 30 de junio de 2018 (2.546 miles de euros a 30 de junio de 2017).

A 31 de diciembre de 2017 el Consejo de Administración estaba formado por 17 miembros. El 6 de febrero de 2018, el Consejo de Administración acordó designar un nuevo Presidente Ejecutivo al producirse la salida de los hasta entonces Consejero Delegado y Presidente y, en consecuencia, el número de Consejeros pasó a 16 miembros.

Finalmente, el 27 de junio de 2018 la Junta General de Accionistas aprobó la reducción del número de miembros del Consejo de Administración que pasó a 12. Asimismo, se eliminó la Comisión Ejecutiva y se fijó el número de miembros de la Comisión de Auditoría en 7 miembros y la Comisión de Nombramientos y Retribuciones en 7 miembros.

Hasta el 6 de febrero de 2018, los importes devengados por el Consejero Delegado por las funciones ejecutivas en concepto de retribución fija, retribución variable anual, retribución variable plurianual y otros conceptos han ascendido respectivamente a 130 miles de euros, 115 miles de euros, 898 miles de euros y 4 miles de euros a 30 de junio de 2018 (642 miles de euros, 526 miles de euros, 428 miles de euros y 4 miles de euros a 30 de junio de 2017). Adicionalmente, recibió la indemnización prevista de tres anualidades de la retribución total y la compensación por pacto de no competencia por una anualidad de retribución total por 14.248 miles de euros. Por otro lado, las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 18 miles de euros a 30 de junio de 2018 (167 miles de euros a 30 de junio de 2017).

A partir del 6 de febrero de 2018, los importes devengados por el Presidente Ejecutivo por las funciones ejecutivas llevadas a cabo en concepto de retribución fija, retribución variable anual, y otros conceptos han ascendido respectivamente a 359 miles de euros, 789 miles de euros y 4 miles de euros a 30 de junio de 2018.

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 216 miles de euros a 30 de junio de 2018.

Retribuciones al Personal directivo

A los efectos exclusivos de la información contenida en este apartado se considera "personal directivo" a los ejecutivos con dependencia directa del primer ejecutivo de la compañía y al Director de Auditoría Interna. Durante el primer semestre de 2018 un total de 12 personas se consideran "personal directivo", una de las cuales se incorporó en abril de 2017.

Los importes devengados por el personal directivo en concepto de retribución han ascendido a 4.461 miles de euros a 30 de junio de 2018 (4.859 miles de euros a 30 de junio de 2017).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 729 miles de euros a 30 de junio de 2018 (1.327 miles de euros a 30 de junio de 2017).

El 21 de mayo de 2018 el Consejo de Administración acordó reestructurar la organización de sus negocios y nombrar a sus responsables ejecutivos con efectos del día 1 de julio de 2018. Dado que esta información se refiere al período de seis meses terminado a 30 de junio de 2018 se considera la estructura de "personal directivo" vigente a 30 de junio sin considerar los cambios organizativos.

Operaciones con miembros del Consejo de Administración y del Personal directivo

Los miembros del Consejo de Administración y del Personal directivo no han llevado a cabo operaciones ajenas al tráfico ordinario o que no se hayan realizado en condiciones normales de mercado con Naturgy Energy Group, S.A. o con las sociedades del grupo.

Nota 7. Información de las operaciones con partes vinculadas

A los efectos de información de este apartado, se consideran partes vinculadas las siguientes:

- Los accionistas significativos de la Sociedad, entendiéndose por tales los que posean directa o indirectamente participaciones iguales o superiores al 5%, así como los accionistas que, sin ser significativos, hayan ejercido la facultad de proponer la designación de algún miembro del Consejo de Administración.

Atendiendo a esta definición, los accionistas significativos de la Sociedad son la Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ("la Caixa"), Repsol, S.A. (Repsol), hasta el 17 de mayo de 2018, Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U. (sociedad controlada por fondos asesorados por CVC), desde el 18 de mayo de 2018 y Global Infrastructure Partners III (GIP) y sociedades relacionadas.

- Los administradores y personal directivo de la Sociedad y su familia cercana. El término "administrador" significa un miembro del Consejo de Administración y el término "personal directivo" significa un miembro del Comité de Dirección y el Director de Auditoría Interna. Las operaciones realizadas con administradores y personal directivo se detallan en la nota 6.
- Las operaciones realizadas entre sociedades del grupo forman parte del tráfico habitual y se han cerrado en condiciones de mercado. En empresas del grupo se incluye el importe correspondiente al porcentaje de la Sociedad sobre los saldos y transacciones con sociedades que consolidan por el método de la participación.

A 1 de enero de 2018 Naturgy ha dejado de considerar como entidad vinculada a CaixaBank y a las sociedades que forman parte de su grupo consolidado. No obstante, CriteríaCaixa y su grupo consolidado siguen siendo considerados parte vinculada al mantenerse los criterios que la normativa internacional y mercantil establecen.

Los importes agregados de operaciones con accionistas significativos en miles de euros son los siguientes:

Período de seis meses terminado el 30 de junio de 2018				
Gastos e ingresos (en miles de euros)	Grupo "la Caixa" (*)	Grupo Repsol (**)	Rioja Bidco Shareholdings (***)	Grupo GIP
Recepción de servicios	--	801	--	--
Total gastos	--	801	--	--
Ingresos financieros	--	38	--	--
Prestación de servicios	--	293	--	--
Total ingresos	--	331	--	--

(*) Desde el 1 de enero de 2018 sólo se informarán las operaciones con Fundación la Caixa y con Critería.

(**) Hasta el 17 de mayo de 2018.

(***) Desde el 18 de mayo de 2018.

Período de seis meses terminado el 30 de junio de 2017			
Gastos e ingresos (en miles de euros)	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol	Grupo GIP
Gastos financieros	535	--	--
Recepción de servicios	4.758	--	--
Compras de bienes	--	1.038	--
Otros gastos (1)	3.390	--	--
Total gastos	8.683	1.038	--
Ingresos financieros	1	--	--
Total ingresos	1	--	--

Otras transacciones (en miles de euros)	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol	Grupo GIP
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) (2)	244.423	--	--
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (3)	100.000	--	--
Garantías y avales recibidos	137.500	--	--
Dividendos y otros beneficios distribuidos	163.854	134.575	134.092
Otras operaciones (4)	173.036	--	--

- (1) Incluye aportaciones a planes de pensiones, seguros colectivos, seguros de vida y otros gastos.
- (2) Incluye tesorería y otros activos líquidos equivalentes.
- (3) A 30 de junio de 2017 las líneas de crédito contratadas con el grupo "la Caixa" ascendían a 569.000 miles de euros, de las que no se había dispuesto ningún importe. Adicionalmente, "la Caixa" mantiene participaciones en otros préstamos por 100.000 miles de euros.
- (4) A 30 de junio de 2017, se incluyen en el apartado "Otras operaciones" con el grupo "la Caixa" 72.128 miles de euros correspondientes a coberturas de tipo de cambio y 100.908 miles de euros correspondientes a coberturas de tipos de interés.

Nota 8. Hechos posteriores al 30 de junio de 2018

No se han producido hechos significativos posteriores entre 30 de junio de 2018 y la fecha de formulación de los presentes estados financieros intermedios resumidos.

VI. INFORME DE GESTIÓN INTERMEDIO

Contiene



Información adicional
en fichero adjunto

Naturgy



Informe de Gestión consolidado a 30 de junio de 2018

1. Situación de la entidad

Naturgy es una compañía de energía integrada de gas y electricidad que opera en más de 30 geografías con una base de 20 millones de contratos en Europa y Latinoamérica.

El 27 de junio de 2018 se aprobó el nuevo Plan Estratégico 2018-2022 que 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 y 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. El posicionamiento implica la simplificación del portfolio de negocios, que se reduce y racionaliza, permitiendo reequilibrar el *mix* de negocios y centrar los esfuerzos en aquellos negocios y geografías que Naturgy quiere reforzar o donde quiere crecer.

Asimismo, el Plan Estratégico supone un reforzamiento de la disciplina de inversión con el establecimiento de unos umbrales de rentabilidad y unos criterios de gestión del riesgo que garanticen la creación de valor y el crecimiento rentable tanto en inversiones orgánicas como inorgánicas, siempre en el marco del modelo industrial del Grupo y de los objetivos fijados en el posicionamiento estratégico.

Esta disciplina de inversión garantizará la optimización de la inversión, pero Naturgy también ha hecho una apuesta decidida por la optimización de los gastos operativos que supondrá un ahorro muy relevante con impacto visible en resultados.

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.

2. Evolución y resultado de los negocios

2.1. Principales hitos del período de seis meses terminado el 30 de junio de 2018

El ebitda alcanza los 2.004 millones de euros en el primer semestre de 2018 y disminuye un 1,3% con respecto al del primer semestre de 2017. La evolución de los tipos de cambio en el período ha tenido un impacto negativo de -106 millones de euros afectando a todas las divisas en las que opera el grupo.

El beneficio neto del primer semestre de 2018 se sitúa en -3.281 millones de euros debido al registro de deterioros de activos tras la revisión exhaustiva de todos los activos que pudieran estar deteriorados como consecuencia de la aprobación en fecha 27 de junio de 2018 del nuevo Plan Estratégico 2018-2022. Si comparamos el beneficio neto en términos recurrentes este aumenta un 22,3% (532 millones de euros en el primer semestre de 2018 vs 435 millones de euros en el primer semestre de 2017).

El 22 de febrero de 2018 Repsol, S.A. alcanzó un acuerdo con Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U., una sociedad controlada por fondos asesorados por CVC, para la venta del 20,072% del capital de Naturgy Energy Group, S.A. El 18 de mayo de 2018 se completó la transacción dejando de ser Repsol, S.A. titular de las acciones de dicha sociedad.

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 de euros 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 de euros, generando una plusvalía de 188 millones de euros 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 de euros que ha generado un incremento de 1.016 millones de euros 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 Proprietary Limited (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 Limited, 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.

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 de euros a dividendos con cargo a los resultados del ejercicio 2017, el mismo importe que el año anterior, lo que representa un *pay out* del 73,6%. Ello supone el pago de un dividendo total de 1 euro por acción, del que ya se abonó un dividendo a cuenta de 0,33 euros por acción en efectivo el 27 de septiembre de 2017 y un dividendo complementario de 0,67 euros por acción que 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 euros por acción a cargo a los resultados del ejercicio 2018, el Consejo de Administración aprueba el primer

dividendo a cuenta del ejercicio 2018 de 0,280 euros por acción a pagar íntegramente en efectivo el 31 de Julio de 2018.

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 de euros, 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 de euros y “Resultado de entidades valoradas por el método de la participación” por importe de 572 millones de euros de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

A 30 de junio de 2018 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 44,8% y el ratio Deuda financiera neta/Ebitda en 3,2 veces ambos inferiores a los ratios de 2017.

2.2. Principales magnitudes

Principales magnitudes económicas

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	12.176	11.569	5,2
Ebitda	2.004	2.030	(1,3)
Beneficio de explotación	(3.224)	1.172	-
Resultado atribuible a accionistas de la sociedad dominante	(3.281)	550	-
Inversiones, netas	(1.429)	740	-
Patrimonio neto (a 30/06)	15.220	18.246	(16,6)
Patrimonio neto atribuido (a 30/06)	11.442	14.609	(21,7)
Deuda financiera neta (a 30/06)	12.362	15.818	(21,8)

Principales ratios financieros

	2018	2017
Endeudamiento	44,8%	46,4%
Ebitda / Coste deuda financiera neta	7,3x	6,5x
Deuda financiera neta / Ebitda	3,2x	3,7x

Principales ratios bursátiles y remuneración al accionista

	2018	2017
Nº de acciones medio (en miles)	1.000.462	1.000.519
Nº de acciones emitidas al cierre del período (en miles)	1.000.689	1.000.689
Cotización a 30/06 (euros)	22,68	20,49
Capitalización bursátil a 30/06 (millones de euros)	22.696	20.504
Beneficio por acción (euros)	(3,28)	0,55

Principales magnitudes físicas

	2018	2017	%
Generación Electricidad:			
Energía eléctrica producida (GWh):	22.192	22.092	0,5
España:	13.279	13.161	0,9
Hidráulica	2.335	737	216,8
Nuclear	2.060	2.185	(5,7)
Carbón	1.203	2.832	(57,5)
Ciclos combinados	6.251	6.141	1,8
Renovable y Cogeneración	1.430	1.266	13,0
Internacional:	8.913	8.931	(0,2)
Hidráulica	194	234	(17,1)
Ciclos combinados	7.847	7.925	(1,0)
Fuel – gas	510	466	9,4
Eólica	362	306	18,3
Solar	67	-	-
Capacidad de generación eléctrica (MW):	15.562	15.306	2,0
España:	12.718	12.716	-
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:	2.844	2.590	9,8
Hidráulica	123	123	-
Ciclos combinados	2.289	2.035	12,5
Fuel – gas	198	198	-
Eólica	234	234	-
Solar	68	-	-

	2018	2017	%
Comercialización			
Comercialización gas (GWh)	126.587	123.024	2,9
Mayorista Europa	109.052	107.232	1,7
Minorista España	17.535	15.792	11,0
Comercialización electricidad (GWh)	18.328	17.524	4,6
GNL Internacional			
Ventas (GWh)	76.793	55.603	38,1
<hr/>			
	2018	2017	%
Distribución gas:			
Ventas - ATR ¹ :	224.119	217.771	2,9
España	102.730	98.913	3,9
Latinoamérica	121.389	118.858	2,1
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
<hr/>			
Distribución electricidad:			
Ventas - ATR ¹ :	27.513	26.928	2,2
España	16.294	15.977	2,0
Latinoamérica	11.219	10.951	2,4
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
TIEPI ² (minutos)	25	67	(62,7)
<hr/>			
Transporte de gas – EMPL (GWh) ³	71.066	49.433	43,8

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

² Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en España.

³ Gasoducto Magreb-Europa.

2.3. Análisis de los resultados consolidados

Importe neto de la cifra de negocio

	2018	% s/total	2017	% s/total	2018/2017	%
Gas y Electricidad	9.908	81,4	9.002	77,8	10,1	
Comercialización gas, electricidad y servicios	6.768	55,6	6.500	56,2	4,1	
GNL Internacional	1.795	14,7	1.124	9,7	59,7	
Generación Europa	912	7,5	940	8,1	(3,0)	
Generación Internacional	433	3,6	438	3,8	(1,1)	
Infraestructuras EMEA	1.196	9,8	1.217	10,5	(1,7)	
Distribución gas España	612	5,0	638	5,5	(4,1)	
Distribución electricidad España	427	3,5	420	3,6	1,7	
EMPL	157	1,3	159	1,4	(1,3)	
Infraestructuras LatAm Sur	2.493	20,5	2.876	24,9	(13,3)	
Distribución gas y electricidad Argentina	321	2,6	286	2,5	12,2	
Distribución gas Brasil	735	6,0	803	6,9	(8,5)	
Distribución gas y electricidad Chile	1.435	11,8	1.787	15,4	(19,7)	
Distribución gas Perú	2	-	-	-	-	
Infraestructuras LatAm Norte	654	5,4	688	5,9	(4,9)	
Distribución gas México	277	2,3	281	2,4	(1,4)	
Distribución electricidad Panamá	377	3,1	407	3,5	(7,4)	
Resto	129	1,1	129	1,1	-	
Ajustes consolidación	(2.204)	(18,1)	(2.343)	(20,3)	(5,9)	
Total	12.176	100	11.569	100	5,2	

El importe neto de la cifra de negocios hasta el 30 de junio de 2018 asciende a 12.176 millones de euros 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 así como a la evolución de los tipo de cambio.

Ebitda

	2018	% s/total	2017	% s/total	% 2018/2017
Gas y Electricidad	595	29,7	549	27,0	8,4
Comercialización gas, electricidad y servicios	55	2,7	41	2,0	34,1
GNL Internacional	233	11,6	163	8,0	42,9
Generación Europa	166	8,3	207	10,2	(19,8)
Generación Internacional	141	7,0	138	6,8	2,2
Infraestructuras EMEA	891	44,5	878	43,3	1,5
Distribución gas España	432	21,6	432	21,3	-
Distribución electricidad España	316	15,8	298	14,7	6,0
EMPL	143	7,1	148	7,3	(3,4)
Infraestructuras LatAm Sur	362	18,1	407	20,0	(11,1)
Distribución gas y electricidad Argentina	43	2,1	28	1,4	53,6
Distribución gas Brasil	110	5,5	126	6,2	(12,7)
Distribución gas y electricidad Chile	211	10,5	256	12,6	(17,6)
Distribución gas Perú	(2)	(0,1)	(3)	(0,1)	(33,3)
Infraestructuras LatAm Norte	123	6,1	139	6,8	(11,5)
Distribución gas México	78	3,9	87	4,3	(10,3)
Distribución electricidad Panamá	45	2,2	52	2,6	(13,5)
Resto	33	1,6	57	2,8	(42,1)
Total	2.004	100	2.030	100	(1,3)

El EBITDA consolidado del primer semestre de 2018 alcanza los 2.004 millones de euros, 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 de euros respecto al mismo período del año 2017, con impacto en todas las monedas del grupo.

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.

Resultado de explotación

	2018	% s/total	2017	% s/total	2018/2017	%
Gas y Electricidad	(3.731)	115,7	200	17,1	-	-
Comercialización gas, electricidad y servicios	(6)	0,2	-	-	-	-
GNL Internacional	197	(6,1)	139	11,9	41,7	-
Generación Europa	(3.981)	123,5	(17)	(1,5)	-	-
Generación Internacional	59	(1,8)	78	6,7	(24,4)	-
Infraestructuras EMEA	598	(18,5)	595	50,8	0,5	-
Distribución gas España	284	(8,8)	280	23,9	1,4	-
Distribución electricidad España	197	(6,1)	185	15,8	6,5	-
EMPL	117	(3,6)	130	11,1	(10,0)	-
Infraestructuras LatAm Sur	184	(5,7)	281	24,0	(34,5)	-
Distribución gas y electricidad Argentina	34	(1,1)	23	2,0	47,8	-
Distribución gas Brasil	78	(2,4)	91	7,8	(14,3)	-
Distribución gas y electricidad Chile	120	(3,7)	170	14,5	(29,4)	-
Distribución gas Perú	(48)	1,5	(3)	(0,3)	-	-
Infraestructuras LatAm Norte	76	(2,4)	98	8,4	(22,4)	-
Distribución gas México	50,0	(1,6)	64,0	5,5	(21,9)	-
Distribución electricidad Panamá	26	(0,8)	34	2,9	(23,5)	-
Resto	(351)	10,9	(2)	(0,2)	-	-
Total	(3.224)	100	1.172	100	-	-

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 30 de junio de 2018 ascienden a 5.165 millones de euros debido a que recogen 4.279 millones de euros correspondientes al deterioro de activos de generación (3.929 millones de euros), de aplicaciones informáticas (171 millones de euros) y de otro proyectos no viables (179 millones de euros) consecuencia de la actualización de flujos de efectivo futuros por la aprobación del Plan Estratégico 2018-2022. Adicionalmente, incluye 54 millones de euros correspondientes a deterioros anteriores a la aprobación del plan.

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

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

Resultado financiero

El resultado financiero de los primeros seis meses de 2018 es de 306 millones de euros negativos (349 millones de euros negativos en 2017) un 12,3% inferior al del mismo período del ejercicio anterior.

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

	2018	2017	%
Coste deuda financiera neta	(274)	(315)	(13,0)
Otros gastos/ingresos financieros	(41)	(41)	-
Ingreso financiero Costa Rica ¹	9	7	28,6
Resultado financiero	(306)	(349)	(12,3)

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 de euros, 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.

Resultado de entidades valoradas por el método de la participación

En el primer semestre de 2018 la aportación al resultado de entidades por el método de participación asciende a -559 millones de euros (7 millones de euros 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 de euros y en la participación en Ecoeléctrica por importe de -34 millones de euros.

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.

Resultado operaciones interrumpidas

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

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 de euros (-161 millones de euros en el primer semestre de 2017).

Resultado neto

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

2.4. Análisis de balance consolidado

Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

	2018	2017	%
Inversiones materiales e intangibles (Nota 7)	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 de euros, 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 de euros (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 de euros, el importe recibido de la venta de una participación minoritaria del 20% de la compañía Holding de Negocios de Gas, S.A. (1.500 millones de euros) y el importe de la venta del 41,9% restante del negocio de distribución gas en Colombia por 334 millones de euros.

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

	2018	2017	% 2018/2017
Gas y Electricidad	623	169	268,6
Comercialización gas, electricidad y servicios	35	25	40,0
GNL Internacional	380	-	-
Generación Europa	109	54	101,9
Generación Internacional	99	90	10,0
Infraestructuras EMEA	185	190	(2,6)
Distribución gas España	94	82	14,6
Distribución electricidad España	90	106	(15,1)
EMPL	1	2	(50,0)
Infraestructuras LatAm Sur	238	230	3,5
Distribución gas y electricidad Argentina	27	21	28,6
Distribución gas Brasil	35	49	(28,6)
Distribución gas y electricidad Chile	170	156	9,0
Distribución gas Perú	6	4	50,0
Infraestructuras LatAm Norte	80	93	(14,0)
Distribución gas México	35	41	(14,6)
Distribución electricidad Panamá	45	52	(13,5)
Resto	19	55	(65,5)
Total	1.145	737	55,4

La actividad de gas representa el 54,4% del total consolidado debido a que incorpora, 380 millones de euros 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 de euros vs 345 millones de euros 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 de euros (456 millones de euros sin considerar los dos buques metaneros adquiridos en régimen de arrendamiento financiero) vs 392 millones de euros, 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 de euros y una capacidad de 83 MW y se espera que entren en operación en el cuarto trimestre de 2018.

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 de euros a dividendos el mismo importe del año anterior. La propuesta supone el pago de un dividendo total de 1 euro 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 euros por acción.

El 27 de septiembre de 2017 se pagó íntegramente en efectivo un dividendo a cuenta del ejercicio 2017 de 0,33 euros por acción y el 5 de julio de 2018 el dividendo complementario de 0,67 euros 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 euros contra los resultados del ejercicio 2018, el Consejo de Administración aprueba el primer dividendo a cuenta del ejercicio 2018 de 0,28 euros 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 euros. De este patrimonio es atribuible a Naturgy la cifra de 11.442 millones de euros.

Deuda y gestión financiera

Evolución de la deuda financiera neta (millones de euros)

	30.06.18	30.06.17	%
Deuda financiera neta	12.362	15.818	(21,8)

A 30 de junio de 2018 la deuda financiera neta alcanza los 12.362 millones de euros y sitúa el ratio de endeudamiento en el 44,8% (15.818 millones de euros 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.

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

	30.06.18	30.06.17
Deuda financiera no corriente	13.711	14.485
Deuda financiera corriente	2.217	2.857
Efectivo y otros medios equivalentes	(3.492)	(1.455)
Derivados	(74)	(69)
Deuda financiera neta	12.362	15.818

Vencimiento de la deuda neta (millones de euros)

	2018	2019	2020	2021	Post 2022
Vencimientos de la deuda neta	240	438	731	1.696	9.257

La tabla anterior muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta de Naturgy a 30 de junio de 2018.

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.

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%).

El desglose por monedas de la deuda financiera neta a 30 de junio de 2018 y su peso relativo sobre el total es el siguiente:

(millones de euros)	30.06.2018	%
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

Principales operaciones financieras

En enero de 2018 Naturgy ha realizado una emisión de bonos a 10 años por importe de 850 millones de euros y cupón del 1,5%, cuyos recursos se han destinado a una oferta de recompra de bonos por un importe de 916 millones de euros 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 de euros 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 de euros (2.133 millones de euros en el mismo periodo del ejercicio 2017). El saldo vivo de las emisiones dentro del programa ECP asciende a 500 millones de euros, 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 de euros.

Calificación crediticia

La calificación crediticia de la deuda de Naturgy a corto y largo plazo es la siguiente:

Agencia	Corto plazo	Largo plazo
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.

Liquidez y recursos de capital

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 de euros, lo que supone la cobertura de vencimientos superior a los 24 meses, según el siguiente detalle:

Fuente de liquidez	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 de euros e incluyen el programa Euro Medium Term Notes (EMTN) por importe de 4.960 millones de euros, el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por 500 millones de euros 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 de euros.

2.5. Análisis de resultados por segmentos

Gas y Electricidad

2.5.1 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.

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	6.768	6.500	4,1
Aprovisionamientos	(6.457)	(6.190)	4,3
Gastos de personal, neto	(64)	(54)	18,5
Otros gastos/ingresos	(192)	(215)	(10,7)
Ebitda	55	41	34,1
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(31)	(13)	138,5
Deterioro pérdidas crediticias	(30)	(28)	7,1
Resultado de explotación	(6)	-	-

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los 6.768 millones de euros y aumenta un 4,1% respecto al ejercicio anterior. El ebitda registra unos resultados de 55 millones de euros 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 de euros.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de comercialización han sido las siguientes:

	2018	2017	%
Ventas de gas (GWh)	126.587	123.024	2,9
Mayorista Europa	109.052	107.232	1,7
Minorista España	17.535	15.792	11,0
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	(2,2)

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.

2.5.2 GNL Internacional

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

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.795	1.124	59,7
Aprovisionamientos	(1.555)	(952)	63,3
Gastos de personal, neto	(2)	(3)	(33,3)
Otros gastos/ingresos	(5)	(6)	(16,7)
Ebitda	233	163	42,9
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(36)	(24)	50,0
Deterioro pérdidas crediticias	-	-	-
Resultado de explotación	197	139	41,7

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

Principales magnitudes

	2018	2017	%
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.

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

	2018	2017	%
Brent (USD/bbl)	70,6	51,8	36,3
Henry Hub (USD/MMBtu)	2,8	3,2	(12,5)
NBP (USD/MMBtu)	7,7	5,4	42,6
TTF (€/MWh)	19,5	17,4	12,7

2.5.3 Generación Europa

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

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	912	940	(3,0)
Aprovisionamientos	(465)	(458)	1,5
Gastos de personal, neto	(56)	(60)	(6,7)
Otros gastos/ingresos	(225)	(215)	4,7
Ebitda	166	207	(19,8)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(4.147)	(224)	-
Deterioro pérdidas crediticias	-	-	-
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 de euros, con una disminución del 3,0% respecto al año anterior y el EBITDA se eleva a 166 millones de euros un 19,8% inferior al del mismo período del año anterior.

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a 4.147 millones de euros debido a que recogen 3.929 millones de euros 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 período 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 se sitúa en 50,92 €/MWh, un 1,97% inferior al precio acumulado al 30 de junio de 2017.

La evolución de los principales índices de precios en los mercados eléctricos y relacionados (adicionales a los índices mencionados en el apartado 2.5.2.) ha sido la siguiente:

	2018	2017	%
Precio medio aritmético del mercado diario (€/MWh)	50,1	51,3	(2,3)
Carbón API 2 CIF (USD/t)	88,0	78,9	11,5
CO ₂ EUA (€/ton)	12,1	5,0	142,0

Principales magnitudes

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

	2018	2017	%
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	-
Generación renovable y cogeneración:	1.150	1.147	0,3
Eólica	982	979	0,3
Minihidráulica	110	110	-
Cogeneración y otros	58	58	-
Energía eléctrica producida (GWh):	13.280	13.161	0,9
Generación:	11.849	11.895	(0,4)
Hidráulica	2.335	737	216,8
Nuclear	2.060	2.185	(5,7)
Carbón	1.203	2.832	(57,5)
Ciclos combinados	6.251	6.141	1,8
Generación renovable y cogeneración:	1.431	1.266	13,0
Eólica	1.079	987	9,3
Minihidráulica	316	240	31,7
Cogeneración y otros	36	39	(7,7)
Cuota de mercado de generación	16,8	16,5	0,3 p.p.

La producción total de Naturgy en el primer semestre de 2018 alcanza los 13.280 GWh e incrementa un 0,9% respecto al mismo período del año anterior.

La producción hidráulica convencional, con 2.335 GWh aumenta 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 -5,7% mientras que la producción con carbón ha sido un 57,5% inferior, con una utilización del 14% en el conjunto del equipo.

La generación de electricidad con ciclos combinados ha alcanzado la cifra de 6.251 GWh, un 1,8% superior a la del mismo período de 2017. 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 16,8%, 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.

2.5.4 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.

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	433	438	(1,1)
Aprovisionamientos	(243)	(247)	(1,6)
Gastos de personal, neto	(19)	(18)	5,6
Otros gastos/ingresos	(30)	(35)	(14,3)
Ebitda	141	138	2,2
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(82)	(60)	36,7
Deterioro pérdidas crediticias	-	-	-
Resultado de explotación	59	78	(24,4)

El EBITDA de GPG correspondiente al primer semestre del ejercicio 2018 alcanza los 141 millones de euros, 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 de euros básicamente por el USD.

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 hidráulica y salida de competidores del sistema.

Brasil, que entró en operación en septiembre 2017, aporta un ebitda de 4,4 millones de euros 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.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2018	2017	%
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 (GWh):	8.980	8.931	0,5
México (CC)	7.847	7.925	(1,0)
México (eólico)	362	306	18,3
Brasil (solar)	67	-	-
Costa Rica (hidráulica)	154	196	(21,4)
Panamá (hidráulica)	40	38	5,3
República Dominicana (fuel)	510	466	9,4
Factor de disponibilidad (%)			
México (CC)	90,8	95,6	-4,8 p.p.
Costa Rica (hidráulica)	99,3	96,8	2,5 p.p.
Panamá (hidráulica)	81,8	90,1	-8,3 p.p.
República Dominicana (fuel)	93,9	92,1	1,8 p.p.

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 2.3 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 hidráulica 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 hidráulica 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.

Infraestructuras EMEA

2.5.5 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).

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	612	638	(4,1)
Aprovisionamientos	(41)	(50)	(18,0)
Gastos de personal, neto	(43)	(44)	(2,3)
Otros gastos/ingresos	(96)	(111)	(13,5)
Ebitda	432	433	(0,2)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(146)	(148)	(1,4)
Deterioro pérdidas crediticias	(2)	(4)	(50,0)
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 de euros, inferior en 26 millones de euros 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%.

Principales magnitudes

	2018	2017	%
Ventas – ATR (GWh)	102.730	98.913	3,9
Ventas de GLP (tn)	54.166	85.223	(36,4)
Red de distribución (Km)	55.871	53.042	5,3
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.

2.5.6 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.

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	427	420	1,7
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	(39)	(53)	(26,4)
Otros gastos/ingresos	(72)	(69)	4,3
Ebitda	316	298	6,0
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(119)	(113)	5,3
Deterioro pérdidas crediticias	-	-	-
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 de euros, 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 de euros, 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.

Principales magnitudes

	2018	2017	%
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.

2.5.7 EMPL

Incluye la operación del gasoducto Magreb-Europa.

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	157	159	(1,3)
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	(2)	(2)	-
Otros gastos/ingresos	(12)	(9)	33,3
Ebitda	143	148	(3,4)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(26)	(18)	44,4
Deterioro pérdidas crediticias	-	-	-
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 de euros, con una disminución del 1,3% respecto al ejercicio anterior.

El ebitda se eleva hasta los 143 millones de euros, 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 de euros, compensado por el incremento de volúmenes transportados así como al incremento del 3% de la tarifa de transporte.

Principales magnitudes

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

	2018	2017	%
Transporte de gas-EMPL (GWh):	71.066	49.433	43,8
Portugal-Marruecos	20.398	20.441	(0,2)
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.

Infraestructuras Latinoamérica 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.

2.5.8 Distribución de gas y electricidad Argentina

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	321	286	12,2
Aprovisionamientos	(203)	(178)	14,0
Gastos de personal, neto	(17)	(22)	(22,7)
Otros gastos/ingresos	(58)	(58)	-
Ebitda	43	28	53,6
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(2)	(2)	-
Deterioro pérdidas crediticias	(7)	(3)	-
Resultado de explotación	34	23	47,8

El ebitda de distribución gas y electricidad en Argentina, asciende a 43 millones de euros, un 53,6% 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 (-24 millones de euros).

Principales magnitudes

Las principales magnitudes de la actividad son las siguientes:

	2018	2017	%
Ventas actividad de gas (GWh)	34.576	34.880	(0,9)
Ventas de gas	14.138	13.860	2,0
ATR	20.438	21.020	(2,8)
Red de distribución (km)	25.965	25.749	0,8
Incremento de puntos de suministro, en miles	8	10	(20,0)
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	1.659	1.642	1,0
Ventas actividad de electricidad (GWh)	998	977	2,1
Ventas de electricidad	830	810	2,5
ATR	168	167	0,6
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	231	224	3,1

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 las menores ventas de gas natural vehicular y ATR en el global.

2.5.9 Distribución de gas Brasil

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	735	803	(8,5)
Aprovisionamientos	(563)	(603)	(6,6)
Gastos de personal, neto	(20)	(21)	(4,8)
Otros gastos/ingresos	(42)	(53)	(20,8)
Ebitda	110	126	(12,7)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(30)	(33)	(9,1)
Deterioro pérdidas crediticias	(2)	(2)	-
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 de euros. 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).

Principales magnitudes

	2018	2017	%
Ventas actividad de gas (GWh)	35.461	37.197	(4,7)
Ventas de gas	28.850	31.579	(8,6)
ATR	6.611	5.618	17,7
Red de distribución (km)	7.627	7.382	3,3
Incremento de puntos de suministro, en miles	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.

2.5.10 Distribución gas y electricidad Chile

Incluye las actividades de distribución y comercialización de gas y distribución y transmisión de electricidad.

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.435	1.787	(19,7)
Aprovisionamientos	(1.009)	(1.350)	(25,3)
Gastos de personal, neto	(73)	(77)	(5,2)
Otros gastos/ingresos	(142)	(104)	36,5
Ebitda	211	256	(17,6)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(79)	(74)	6,8
Deterioro pérdidas crediticias	(12)	(12)	-
Resultado de explotación	120	170	(29,4)

El ebitda aportado por Chile alcanza 211 millones de euros, 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.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2018	2017	%
Ventas distribución de gas (GWh)	5.222	5.166	1,1
Ventas comercialización de gas a terceros (GWh)	3.102	3.404	(8,9)
ATR (GWh)	15.664	15.040	4,1
Red de distribución (km)	7.358	7.092	3,8
Incremento de puntos de suministro, en miles	12	9	33,3
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	614	593	3,5
	-	-	
Ventas actividad de electricidad (GWh)	7.675	7.446	3,1
Ventas de electricidad	6.377	6.842	(6,8)
ATR	1.298	604	114,9
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	2.893	2.824	2,4
Energía transportada (GWh)	7.573	7.396	2,4
Red de transporte (km, a 30/06)	3.528	3.528	-

- En distribución gas Chile, los puntos de suministro presentan un incremento 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.
- En distribución electricidad Chile, 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.

Infraestructuras Latinoamérica Norte

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

2.5.11 Distribución gas México

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	277	281	(1,4)
Aprovisionamientos	(159)	(160)	(0,6)
Gastos de personal, neto	(16)	(13)	23,1
Otros gastos/ingresos	(24)	(21)	14,3
Ebitda	78	87	(10,3)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(20)	(17)	17,6
Deterioro pérdidas crediticias	(8)	(6)	33,3
Resultado de explotación	50	64	(21,9)

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

Principales magnitudes

	2018	2017	%
Ventas actividad de gas (GWh)	27.343	28.787	(5,0)
Ventas de gas	10.379	10.843	(4,3)
ATR	16.964	17.944	(5,5)
Red de distribución (km)	22.204	21.385	3,8
Incremento de puntos de suministro, en miles	31	58	(46,6)
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%).

2.5.12 Distribución electricidad Panamá

Resultados

	2018	2017	%
Importe neto de la cifra de negocios	377	407	(7,4)
Aprovisionamientos	(305)	(324)	(5,9)
Gastos de personal, neto	(6)	(6)	-
Otros gastos/ingresos	(21)	(25)	(16,0)
Ebitda	45	52	(13,5)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(17)	(16)	6,3
Deterioro pérdidas crediticias	(2)	(2)	-
Resultado de explotación	26	34	(23,5)

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

Principales magnitudes

	2018	2017	%
Ventas actividad de electricidad (GWh)	2.545	2.527	0,7
Ventas de electricidad	2.434	2.477	(1,7)
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.

3. Principales riesgos e incertidumbres

3.1. Riesgos operativos

3.1.1. Riesgo regulatorio

Naturgy y sus sociedades filiales están obligadas a cumplir con la normativa legal aplicable a los sectores de gas natural y de electricidad. En especial, los negocios de distribución gasista y eléctrico responden a actividades reguladas en la mayor parte de los países en los que Naturgy realiza dicha actividad.

La normativa legal aplicable a los sectores de gas natural y de electricidad en los países en los que opera Naturgy está típicamente sujeta a revisión periódica por parte de las autoridades competentes. La introducción de las referidas modificaciones podría incidir en el actual esquema de retribución de las actividades reguladas, afectando de un modo adverso al negocio, beneficios, subvenciones y situación financiera de Naturgy.

En caso de que los organismos públicos o privados que pudiera corresponder interpretaran o aplicaran de manera distinta al criterio de Naturgy la referida normativa, podría cuestionarse o recurrirse dicho cumplimiento y, de resultar probado cualquier incumplimiento, podría afectar de un modo material adverso al negocio, perspectivas, beneficios, subvenciones y situación financiera de Naturgy.

La gestión del riesgo regulatorio se basa en la comunicación fluida que Naturgy mantiene con los organismos reguladores. Adicionalmente, en el desempeño de las actividades reguladas, Naturgy ajusta sus costes e inversiones a las tasas de rentabilidad reconocidas para cada negocio.

3.1.2. Riesgo de volúmenes de gas y electricidad

La mayor parte de las compras de gas natural y gas natural licuado (GNL) se realizan a través de contratos a largo plazo, que incluyen cláusulas conforme a las cuales Naturgy tiene la obligación de comprar anualmente determinados volúmenes de gas (conocidas como cláusulas “*take-or-pay*”). Con arreglo a dichos contratos, a pesar de que Naturgy no necesite adquirir el volumen de gas comprometido para un momento determinado, estará obligado contractualmente a pagar la cantidad mínima comprometida de conformidad con las cláusulas “*take-or-pay*”.

Los mencionados contratos contienen unos volúmenes de gas que se corresponden con las necesidades estimadas de Naturgy. No obstante, las necesidades reales pueden ser inferiores a las previstas en el momento de suscripción de los contratos. En caso de producirse variaciones significativas en tales estimaciones, Naturgy estará obligado a adquirir un mayor volumen de gas del que efectivamente necesita o, en su defecto, a pagar por la cantidad de gas mínima comprometida, con independencia de que no adquiera el exceso sobre sus necesidades, lo que podría afectar de un modo adverso y significativo a los costes operativos de Naturgy.

En el ámbito eléctrico, el resultado de Naturgy está expuesto a la contracción de los volúmenes de generación de electricidad, condicionada por la evolución de la demanda eléctrica. Adicionalmente, dado el importante papel de la tecnología de ciclo combinado en el parque de generación de Naturgy, el volumen generado puede verse minorado por el creciente peso relativo de la generación con energías renovables. Igualmente el resultado del negocio puede verse alterado por los niveles de producción hidráulica pudiendo llegar a impactar en el mix y costes de producción.

La contracción de volúmenes generados implicaría una mayor incertidumbre respecto al cumplimiento del posicionamiento generación/comercialización objetivo y la variabilidad de los resultados.

Naturgy gestiona de manera integrada sus contratos y activos a nivel global con objeto de optimizar los balances energéticos, permitiendo corregir cualquier desviación de la manera más rentable posible.

3.1.3. Riesgo operacional

a) Riesgos asegurables

Las actividades de Naturgy están expuestas a distintos riesgos operativos, tales como averías en la red de distribución, en las instalaciones de generación de electricidad y en los buques metaneros, explosiones, emisiones contaminantes, vertidos tóxicos, incendios, condiciones meteorológicas adversas, incumplimientos contractuales, sabotajes o accidentes en la red de distribución de gas o activos de generación de electricidad, así como otros desperfectos y supuestos de fuerza mayor que podrían tener como resultado daños personales y/o materiales, deterioros de las instalaciones o propiedades de Naturgy o la destrucción de las mismas. Acontecimientos como éstos, u otros de similar naturaleza, son impredecibles y pueden causar interrupciones en el suministro de gas y la generación de electricidad. En este tipo de situaciones, a pesar de existir las pertinentes coberturas a través de la contratación de seguros de riesgos, como seguros ante potenciales pérdidas de beneficio y daños materiales, la situación financiera y los resultados de Naturgy pueden verse afectados en la medida en que las pérdidas que se produzcan no estén aseguradas, la cobertura sea insuficiente, o se generen pérdidas económicas como consecuencia de limitaciones de cobertura o evolución al alza de franquicias, así como por potenciales encarecimientos de las primas satisfechas al mercado asegurador.

Asimismo cabe mencionar que Naturgy podría ser objeto de reclamaciones de responsabilidad civil por lesiones personales y/o otros daños causados en el desarrollo ordinario de sus actividades. La interposición de dichas reclamaciones podría conllevar el pago de indemnizaciones con arreglo a la legislación aplicable en aquellos países en los que Naturgy opera, lo que podría dar lugar, en la medida en que las pólizas de seguros de responsabilidad civil contratadas no cubran el importe de dichas indemnizaciones, a un efecto material adverso en el negocio, perspectivas, situación financiera y sus resultados.

Naturgy elabora planes de mejora continua que permitan reducir la frecuencia y severidad de potenciales incidencias. Entre otras, se han desarrollado unidades específicas de supervisión de activos enfocadas a intensificar el mantenimiento preventivo y predictivo. Adicionalmente, la política de cobertura mediante seguros se basa en la optimización del coste total del riesgo.

b) Imagen y reputación

Naturgy está expuesta a la opinión y percepción proyectada sobre diferentes grupos de interés. Dicha percepción puede verse deteriorada por eventos tanto producidos por la compañía como por terceros sobre los que se tenga poco o ningún control, produciéndose un efecto contagio de la reputación soberana o sectorial sobre la compañía. En caso de producirse dicho deterioro, a medio plazo podría implicar un perjuicio económico derivado de mayores exigencias por parte de los reguladores, mayores costes de financiación o mayores esfuerzos comerciales en la captación de clientes.

Naturgy realiza una labor activa en la identificación y seguimiento de potenciales eventos reputacionales y grupos de interés afectados. Adicionalmente, la transparencia forma parte de su política de comunicación.

c) Medioambiente

Las actividades de Naturgy están sometidas al cumplimiento de una normativa extensa en materia de protección medioambiental.

Naturgy y sus sociedades filiales están sometidas al estricto cumplimiento de normativa extensa en materia de protección medioambiental que exige, entre otros aspectos, la elaboración de estudios de evaluación del impacto medioambiental, la obtención de las pertinentes autorizaciones, licencias y permisos, así como el cumplimiento de determinados requisitos. Entre otros:

- Que las autorizaciones y licencias ambientales podrían no ser otorgadas o ser revocadas por el incumplimiento de las condiciones que en ellas se impongan;
- Que el marco regulatorio o su interpretación por las autoridades podría sufrir modificaciones o cambios, lo que podría provocar un aumento de los costes o plazos para poder cumplir con el nuevo marco regulatorio.

Para mitigar este riesgo, Naturgy ha adoptado un sistema de gestión integral ambiental y dispone de planes de emergencia en instalaciones con riesgo de accidente con impacto en el medioambiente. Adicionalmente, se contratan pólizas de seguro específicas para la cobertura de esta tipología de riesgos.

d) Cambio climático

La demanda de electricidad y de gas natural está ligada al clima. Una parte importante del consumo de gas durante los meses de invierno depende de las necesidades estacionales de consumo del segmento doméstico a través de calefacción, así como necesidades de ciclos combinados para dar soporte a la producción del Sistema Eléctrico. Durante los meses de verano el consumo depende de la producción de electricidad destinada a las instalaciones de aire acondicionado, fundamentalmente. Los ingresos y resultados de Naturgy derivados de las actividades de distribución y comercialización de gas natural podrían verse afectados de forma adversa en el caso de que se produjesen otoños templados o inviernos menos fríos. Igualmente la demanda de electricidad podría descender si se producen veranos menos calurosos debido a una menor demanda de aire acondicionado. Asimismo, el nivel de ocupación de las plantas de generación hidroeléctrica dependen del nivel de precipitaciones en donde se encuentren dichas instalaciones, pudiéndose ver afectado en épocas de sequía.

Las políticas y medidas establecidas a nivel europeo con objeto de combatir el cambio climático podrían afectar al resultado de Naturgy, en caso de alterar la competitividad del mix de generación de la compañía.

Naturgy participa en distintos grupos de trabajo a nivel europeo que le permiten adaptar anticipadamente su estrategia a los nuevos desarrollos normativos. Adicionalmente, participa en proyectos de desarrollo limpio orientados a reducir las emisiones de CO₂.

e) Exposición geopolítica

Naturgy cuenta con intereses en países con distintos entornos políticos, económicos y sociales, destacando dos áreas geográficas principales:

- Latinoamérica

Una parte importante del resultado operativo de Naturgy es generado por sus filiales latinoamericanas. Las operaciones en Latinoamérica están expuestas a diferentes riesgos inherentes a la inversión en la región. Entre los factores de riesgo ligados a la inversión y negocio en Latinoamérica, cabe mencionar los siguientes:

- Importante influencia en la economía por parte de los gobiernos locales;
- Significativa fluctuación en la tasa de crecimiento económico;
- Altos niveles de inflación;
- Devaluación, depreciación o sobrevaloración de las divisas locales;
- Controles o restricciones relativos a la repatriación de ganancias;
- Entorno cambiante de los tipos de interés;
- Cambios en las políticas financieras, económicas y fiscales;
- Cambios inesperados en los marcos regulatorios;
- Tensiones sociales e
- Inestabilidad política y macroeconómica.

- Oriente Próximo y Magreb

Naturgy cuenta tanto con activos propios como con importantes contratos de suministro de gas procedente de distintos países del Magreb y Oriente Próximo, en particular Egipto. La inestabilidad política en la zona puede derivar tanto en daños físicos sobre activos de empresas participadas por Naturgy como en la obstrucción de las operaciones de dichas u otras empresas que impliquen una interrupción del suministro de gas del grupo.

Naturgy cuenta con una cartera diversificada tanto en países en los que desarrolla negocios de distribución de energía (Latinoamérica, Europa) como países de los que procede el aprovisionamiento de gas (Latinoamérica, África, Oriente Medio, Europa). Dicha diversificación permite minimizar el riesgo tanto de expropiación como de interrupción de suministro ante el efecto contagio de inestabilidad política entre países cercanos. Adicionalmente, existen pólizas de seguro específicas contratadas frente a los riesgos mencionados.

3.2. Riesgos financieros

Los riesgos de carácter financiero (tipo de interés, tipo de cambio, precio de las materias primas (*commodities*), riesgo de crédito, riesgo de liquidez) se desarrollan en la Nota 17 de la Memoria de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2017.

3.3. Principales oportunidades

- Mix de generación: El parque de generación de Naturgy, con predominio de centrales de ciclo combinado cuenta con la flexibilidad necesaria para adaptarse a distintas situaciones de mercado atendiendo a su despacho opcional, resultando un activo valioso en el aprovechamiento de oportunidades relacionadas con la volatilidad de los precios y volúmenes demandados en los mercados de gas y electricidad. A pesar de la transición energética a energías renovables, la flexibilidad en la operación de los ciclos combinados le sitúa como una tecnología con una contribución potencial relevante en el futuro.
- Generación internacional: Incremento de la capacidad de generación renovable a nivel internacional, dada la competitividad en costes de las energías renovables y la presencia de Naturgy en mercados en crecimiento.
- Portfolio de aprovisionamiento de gas natural y GNL: La gestión de gasoductos, la participación en plantas y la flota de buques metaneros permite cubrir las necesidades de los diferentes negocios de la Compañía de manera flexible y diversificada, optimizando su posicionamiento ante diversos escenarios energéticos. Concretamente, la flota de buques metaneros convierte a Naturgy en uno de los mayores operadores de GNL en el mundo y referente en la cuenca Atlántica, Mediterránea y Asia.
- Equilibrada posición estructural en negocios y áreas geográficas, muchos de ellos con flujos estables, independientes del precio de las *commodities*, que permiten optimizar la captura de los crecimientos de demanda energética y maximizar las oportunidades de nuevos negocios en nuevos mercados.

4. Hechos posteriores

Los hechos posteriores al cierre del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2018 se describen en la Nota 22 de los Estados Financieros intermedios resumidos consolidados.

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.

Las MAR seleccionadas son útiles para los usuarios de la información financiera porque permiten analizar el rendimiento financiero, los flujos de caja y la situación financiera de Naturgy, así como su comparación con otras empresas.

A continuación se incluye un Glosario con la definición de las MAR utilizadas. Los términos de las MAR resultan, por lo general, directamente trazables con los epígrafes indicados del balance de situación consolidado intermedio, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada intermedia, el estado de flujos de efectivo consolidado intermedio o con las notas explicativas a los estados financieros intermedios de Naturgy. Para aquellos términos cuya trazabilidad no es directa se presenta la conciliación a continuación del Glosario.

Medidas alternativas de rendimiento	Definición y términos	Conciliación valores a 30.06.2018	Conciliación valores a 30.06.2017	Relevancia de uso
Ebitda	"Resultado de explotación" ⁽²⁾	2.004 millones de euros	2.030 millones de euros	Medida de la rentabilidad operativa antes de intereses, impuestos, amortizaciones y provisiones
Inversiones netas	"Inversión inmovilizado intangible" ⁽⁴⁾ (Nota 7) + "Inversión inmovilizado material" ⁽⁴⁾ (Nota 7) + Inversiones financieras – Cobros por desinversiones de inmovilizado material e intangible – Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión ⁽⁶⁾	-1.429 millones de euros = 121 + 1.024 + 35 – 2.609	740 millones de euros = 137 + 600 + 27 -24	Inversiones totales netas del efectivo cobrado en las desinversiones y de otros cobros relacionados con las actividades de inversión
Deuda financiera bruta	"Pasivos financieros no corrientes" ⁽¹⁾ + "Pasivos financieros corrientes" ⁽¹⁾	15.928 millones de euros = 13.711 + 2.217	17.342 millones de euros = 14.485 + 2.857	Deuda financiera a corto y largo plazo
Deuda financiera neta	Deuda financiera bruta ⁽⁵⁾ – "Efectivo y otros activos líquidos equivalentes" ⁽¹⁾ – "Activos financieros derivados" ⁽⁴⁾ (Nota 8)	12.362 millones de euros = 15.928 - 3.492 – 74	15.818 millones de euros = 17.342 - 1.455 - 69	Deuda financiera a corto y largo plazo menos el efectivo y activos líquidos equivalentes y los activos financieros derivados
Endeudamiento (%)	Deuda financiera neta ⁽⁵⁾ / (Deuda financiera neta ⁽⁵⁾ + "Patrimonio neto" ⁽¹⁾)	44,8% = 12.362 / (12.362 + 15.220)	46,4% = 15.818 / (15.818 + 18.246)	Relación que existe entre los recursos ajenos de la empresa sobre los recursos totales
Coste deuda financiera neta	"Coste de la deuda financiera" ⁽⁴⁾ (Nota 17) – "Intereses" ⁽⁴⁾ (Nota 17)	274 millones de euros = 286 - 12	315 millones de euros = 330 - 15	Importe del gasto relativo al coste de la deuda financiera menos los ingresos por intereses
Ebitda / Coste deuda financiera neta	Ebitda ⁽⁵⁾ / Coste deuda financiera neta ⁽⁵⁾	7,3x = 2.004 / 274	6,5x = 2.030 / 315	Relación entre el ebitda y la deuda financiera neta
Deuda financiera neta / Ebitda	Deuda financiera neta ⁽⁵⁾ / Ebitda de los últimos 4 trimestres ⁽⁵⁾	3,2x = 12.362 / 3.889	3,7x = 15.818 / 4.237	Relación entre la deuda financiera neta y el ebitda
Capitalización bursátil	Número de acciones (en miles) emitidas al cierre del período ⁽⁶⁾ * Cotización al cierre del período ⁽⁶⁾	22.696 millones de euros = 1.000.689 * 22,68 euros	20.504 millones de euros = 1.000.689 * 20,49 euros	Medida del valor total de la empresa calculado según su cotización
Beneficio por acción	"Resultado atribuible del período" ⁽²⁾ / Número de acciones (en miles) medio del período ⁽⁶⁾	-3,28 euros = -3.281 / 1.000.462	0,55 euros = 550 / 1.000.519	Ratio que relaciona el beneficio atribuido a la sociedad dominante con el número de acciones
Gasto de personal, neto	Gastos de personal – "Trabajos realizados para el inmovilizado (Nota 14)" ⁽⁴⁾	464 millones de euros = 520 - 56	469 millones de euros = 524 - 55	Importe registrado en la cuenta de resultados correspondiente al gasto de personal
Otros ingresos/gastos	"Otros ingresos de explotación" ⁽²⁾ , "Otros gastos de explotación" ⁽²⁾ + "Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras" ⁽²⁾	-801 millones de euros = 83 - 905 + 21	-807 millones de euros = 107 - 935 + 21	Otros gastos e ingresos recogidos en la cuenta de resultados consolidada

- (1) Epígrafe del Balance de situación consolidado.
- (2) Epígrafe de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.
- (3) Epígrafe del Estado de flujos de efectivo consolidado.
- (4) Magnitud detallada en la memoria consolidada.
- (5) Magnitud detallada en las MAR.
- (6) Magnitud detallada en el informe de gestión.



Naturgy Energy Group, S.A.

Informe de gestión intermedio resumido a 30 de junio de 2018

Naturgy Energy Group, S.A.

Informe de gestión correspondiente al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2018

Nota 1. Evolución de los negocios

Naturgy Energy Group, S.A. es una sociedad holding, en la que la actividad ordinaria más relevante corresponde a la administración y gestión de las participaciones en distintas sociedades filiales. En consecuencia sus resultados provienen fundamentalmente de dividendos e ingresos devengados procedentes de la financiación concedida a sociedades del grupo Naturgy. Adicionalmente, dispone de contratos de aprovisionamiento de gas destinados a otras compañías de Naturgy y en el ámbito eléctrico actúa como representante ante el Mercado Eléctrico de las sociedades generadoras y comercializadoras de Naturgy.

Nota 2. Hechos significativos del primer semestre del ejercicio 2018

Principales magnitudes de la cuenta de resultados

Básicamente la evolución del resultado del primer semestre del ejercicio 2018 se explica por la operación de compra venta de la participación del 20% en el negocio de distribución de gas en España que se ha llevado a cabo a través de la sociedad del grupo Holding Negocios Gas, S.A (Nota 3) y por las pérdidas por deterioro de instrumentos financieros incurridas tras la adaptación al nuevo Plan Estratégico 2018-2022 (Nota 2.3.3)

El importe neto de la cifra de negocios en el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2018, asciende a 2.164 millones de euros, de los cuales 1.581 millones de euros corresponden a ventas de gas y electricidad básicamente, 326 millones de euros a dividendos recibidos de las empresas del grupo y asociadas, y 257 millones de euros por la financiación a empresas del grupo Naturgy.

La disminución del Importe de la cifra de negocios en 158 millones de euros es el efecto neto de:

- Las ventas se han incrementado en 87 millones de euros básicamente, por la evolución favorable del mercado del gas.
- Disminución de 281 millones de euros en los dividendos recibidos de las filiales en el semestre, principalmente de las sociedades Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A. y Sagane, S.A.
- Aumento de 36 millones de euros por ingresos financieros procedentes de financiación a filiales.

Los aprovisionamientos del ejercicio suponen 1.585 millones de euros asociados fundamentalmente al aprovisionamiento de gas y electricidad, aumentando 86 millones de euros en línea con las ventas.

Otros ingresos de explotación por 189 millones de euros, los gastos de personal neto por 122 millones de euros, los gastos de explotación por 151 millones de euros, las amortizaciones por 48 millones de euros y el deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado por 5.450 millones de euros, llevan al resultado de explotación del periodo a situarse en 5.897 millones de euros, aumentando en 5.197 millones de euros respecto al mismo periodo del año anterior.

El resultado financiero ha sido negativo en 265 millones de euros frente a los 290 millones de euros en el mismo periodo de 2017. La disminución tiene su origen fundamentalmente por la cancelación de préstamos con las empresas del grupo Naturgy.

El beneficio antes de impuestos asciende a 5.632 millones de euros y el impuesto de sociedades asciende a 35 millones de euros, lo que deja el resultado neto del periodo en 5.597 millones de euros, frente a los 449 millones de euros del mismo periodo del ejercicio anterior.

VII. INFORME DEL AUDITOR

Contiene



Información adicional
en fichero adjunto

Informe de Revisión Limitada

**Naturgy Energy Group, S.A. y Sociedades Dependientes
Estados Financieros Intermedios Resumidos Consolidados e
Informe de Gestión Consolidado Intermedio
correspondientes al periodo de seis meses terminado el
30 de Junio de 2018**

INFORME DE REVISIÓN LIMITADA SOBRE ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS CONSOLIDADOS

A los accionistas de Naturgy Energy Group S.A.
por encargo de la Dirección

Informe sobre los estados financieros intermedios resumidos consolidados

Introducción

Hemos realizado una revisión limitada de los estados financieros intermedios resumidos consolidados adjuntos (en adelante los estados financieros intermedios) de Naturgy Energy Group, S.A. (en adelante la Sociedad dominante) y Sociedades dependientes (en adelante el Grupo), que comprenden el balance de situación al 30 de junio de 2018, la cuenta de pérdidas y ganancias, el estado del resultado global, el estado de cambios en el patrimonio neto, el estado de flujos de efectivo y las notas explicativas, todos ellos resumidos y consolidados, correspondientes al periodo de seis meses terminado en dicha fecha. Los Administradores de la Sociedad dominante son responsables de la elaboración de dichos estados financieros intermedios de acuerdo con los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34, Información Financiera Intermedia, adoptada por la Unión Europea, para la preparación de información financiera intermedia resumida, conforme a lo previsto en el artículo 12 del Real Decreto 1362/2007. Nuestra responsabilidad es expresar una conclusión sobre estos estados financieros intermedios basada en nuestra revisión limitada.

Alcance de la revisión

Hemos realizado nuestra revisión limitada de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos de Revisión 2410, "Revisión de Información Financiera Intermedia realizada por el Auditor Independiente de la Entidad". Una revisión limitada de estados financieros intermedios consiste en la realización de preguntas, principalmente al personal responsable de los asuntos financieros y contables, y en la aplicación de procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. Una revisión limitada tiene un alcance sustancialmente menor que el de una auditoría realizada de acuerdo con la normativa reguladora de la auditoría de cuentas vigente en España y, por consiguiente, no nos permite asegurar que hayan llegado a nuestro conocimiento todos los asuntos importantes que pudieran haberse identificado en una auditoría. Por tanto, no expresamos una opinión de auditoría de cuentas sobre los estados financieros intermedios adjuntos.

Conclusión

Como resultado de nuestra revisión limitada, que en ningún momento puede ser entendida como una auditoría de cuentas, no ha llegado a nuestro conocimiento ningún asunto que nos haga concluir que los estados financieros intermedios adjuntos del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2018 no han sido preparados, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34, Información Financiera Intermedia, adoptada por la Unión Europea, conforme a lo previsto en el artículo 12 del Real Decreto 1362/2007, para la preparación de estados financieros intermedios resumidos.

Párrafo de énfasis

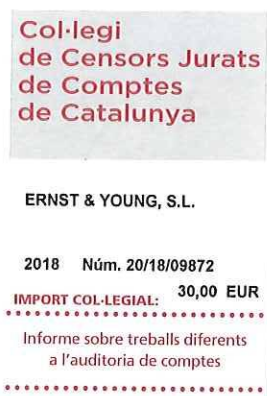
Llamamos la atención al respecto de lo señalado en la Nota 3 de las notas explicativas adjuntas, en la que se menciona que los citados estados financieros intermedios adjuntos no incluyen toda la información que requerirían unos estados financieros consolidados completos preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, por lo que los estados financieros intermedios adjuntos deberán ser leídos junto con las cuentas anuales consolidadas de Naturgy Energy Group, S.A. y Sociedades dependientes (anteriormente Gas Natural SDG, S.A. y Sociedades dependientes) correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017. Esta cuestión no modifica nuestra conclusión.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

El informe de gestión consolidado intermedio adjunto del período de seis meses terminado el 30 de junio de 2018 contiene las explicaciones que los Administradores de la Sociedad dominante consideran oportunas sobre los hechos importantes acaecidos en este período y su incidencia en los estados financieros intermedios presentados, de los que no forma parte, así como sobre la información requerida conforme a lo previsto en el artículo 15 del Real Decreto 1362/2007. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión concuerda con los estados financieros intermedios del período de seis meses terminado el 30 de junio de 2018. Nuestro trabajo se limita a la verificación del informe de gestión consolidado intermedio con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Naturgy Energy Group, S.A. y Sociedades dependientes.

Párrafo sobre otras cuestiones

Este informe ha sido preparado a petición de la Dirección de Naturgy Energy Group, S.A. en relación con la publicación del informe financiero semestral requerido por el artículo 119 del Real Decreto Legislativo 4/2015, de 23 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Mercado de Valores desarrollado por el Real Decreto 1362/2007.



ERNST & YOUNG, S.L.


Alfredo Eguiagaray

25 de julio de 2018

Informe de Revisión Limitada

**Naturgy Energy Group, S.A.
Estados Financieros Intermedios Resumidos Individuales e
Informe de Gestión Individual Intermedio
correspondientes al período de seis meses terminado el
30 de junio de 2018**

INFORME DE REVISIÓN LIMITADA SOBRE ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS INDIVIDUALES

A los accionistas de Naturgy Energy Group S.A.
por encargo de la Dirección

Informe sobre los estados financieros intermedios resumidos individuales

Introducción

Hemos realizado una revisión limitada de los estados financieros intermedios resumidos individuales adjuntos (en adelante, los estados financieros intermedios) de Naturgy Energy Group S.A. (en adelante la Sociedad), que comprenden el balance de situación al 30 de junio de 2018, la cuenta de pérdidas y ganancias, el estado de cambios en el patrimonio neto, el estado de flujos de efectivo y las notas explicativas, todos ellos resumidos, correspondientes al periodo de seis meses terminado en dicha fecha. Los Administradores de la Sociedad son responsables de la elaboración de dichos estados financieros intermedios de acuerdo a los principios contables y contenido mínimo previsto en los artículos 12 y 13 del Real Decreto 1362/2007 y en la Circular 1/2008, modificada por la Circular 5/2015, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Nuestra responsabilidad es expresar una conclusión sobre estos estados financieros intermedios basada en nuestra revisión limitada.

Alcance de la revisión

Hemos realizado nuestra revisión limitada de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos de Revisión 2410, "Revisión de Información Financiera Intermedia realizada por el Auditor Independiente de la Entidad". Una revisión limitada de estados financieros intermedios consiste en la realización de preguntas, principalmente al personal responsable de los asuntos financieros y contables, y en la aplicación de procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. Una revisión limitada tiene un alcance sustancialmente menor que el de una auditoría realizada de acuerdo con la normativa reguladora de la auditoría de cuentas vigente en España y, por consiguiente, no nos permite asegurar que hayan llegado a nuestro conocimiento todos los asuntos importantes que pudieran haberse identificado en una auditoría. Por tanto, no expresamos una opinión de auditoría de cuentas sobre los estados financieros intermedios adjuntos.

Conclusión

Como resultado de nuestra revisión limitada, que en ningún momento puede ser entendida como una auditoría de cuentas, no ha llegado a nuestro conocimiento ningún asunto que nos haga concluir que los estados financieros intermedios adjuntos del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2018 no han sido preparados, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo a los principios contables y contenido mínimo previsto en los artículos 12 y 13 del Real Decreto 1362/2007 y en la Circular 1/2008, modificada por la Circular 5/2015, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, para la preparación de estados financieros intermedios resumidos.

Párrafo de énfasis

Llamamos la atención al respecto de lo señalado en la Nota 2 de las notas explicativas adjuntas en la que se menciona que los citados estados financieros intermedios adjuntos no incluyen toda la información que requerirían unos estados financieros completos preparados de acuerdo con el marco normativo de información financiera que resulta de aplicación, por lo que los estados financieros intermedios adjuntos deberán ser leídos junto con las cuentas anuales individuales de Naturgy Energy Group, S.A. (anteriormente Gas Natural SDG, S.A.) correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017 y los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2018. Esta cuestión no modifica nuestra conclusión.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

El informe de gestión individual intermedio adjunto del período de seis meses terminado el 30 de junio de 2018 contiene las explicaciones que los Administradores de la Sociedad consideran oportunas sobre los hechos importantes acaecidos en este período y su incidencia en los estados financieros intermedios presentados, de los que no forma parte, así como sobre la información requerida conforme a lo previsto en el artículo 15 del Real Decreto 1362/2007. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión concuerda con los estados financieros intermedios del período de seis meses terminado el 30 de junio de 2018. Nuestro trabajo se limita a la verificación del informe de gestión individual intermedio con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Naturgy Energy Group, S.A.


Párrafo sobre otras cuestiones

Este informe ha sido preparado a petición de la Dirección de Naturgy Energy Group, S.A. en relación con la publicación del informe financiero semestral requerido por el artículo 119 del Real Decreto Legislativo 4/2015, de 23 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Mercado de Valores desarrollada por el Real Decreto 1362/2007.

25 de julio de 2018



ERNST & YOUNG, S.L.


Alfredo Eguiagaray

Naturgy

Condensed interim consolidated financial statements at 30 June 2018

Contents	Page
Interim consolidated balance sheet	1
Interim consolidated income statement	2
Interim consolidated statement of comprehensive income	3
Interim consolidated statement of changes in equity	4
Interim consolidated cash flow statement	5
Notes to the condensed interim consolidated financial statements	6

Naturgy

Interim consolidated balance sheet

(Million euro)

	30/06/2018	31/12/2017
ASSETS		
Intangible assets (Note 7)	7,958	9,921
Goodwill	3,220	4,760
Other intangible assets	4,738	5,161
Property, plant and equipment (Note 7)	20,408	22,654
Investments recorded using the equity method	855	1,500
Non-current financial assets (Note 8)	1,111	1,315
Deferred tax assets	1,520	849
NON-CURRENT ASSETS	31,852	36,239
Non-current assets held for sale (Note 9)	247	1,682
Inventories	628	720
Trade and other receivables	4,979	4,994
Trade receivables	4,259	4,347
Other receivables	477	469
Current tax assets	243	178
Other current financial assets (Note 8)	398	462
Cash and cash equivalents	3,492	3,225
CURRENT ASSETS	9,744	11,083
TOTAL ASSETS	41,596	47,322
EQUITY AND LIABILITIES		
Share capital	1,001	1,001
Share premium	3,808	3,808
Treasury shares	(6)	(9)
Reserves	11,289	9,904
Profit for the period attributed to the parent company	(3,281)	1,360
Interim dividend	-	(330)
Other equity components	(1,369)	(1,000)
Equity attributed to the parent company	11,442	14,734
Non-controlling interests	3,778	3,571
EQUITY (Note 10)	15,220	18,305
Deferred income	845	842
Non-current provisions (Note 11)	1,155	1,129
Non-current financial liabilities (Note 8)	13,711	15,916
Borrowings	13,711	15,914
Other financial liabilities	-	2
Deferred tax liabilities	2,081	2,312
Other non-current liabilities	1,556	1,210
NON-CURRENT LIABILITIES	19,348	21,409
Liabilities related to non-current assets held for sale (Note 9)	90	621
Current provisions (Note 11)	118	183
Current financial liabilities (Note 8)	2,217	2,543
Borrowings	2,164	2,477
Other financial liabilities	53	66
Trade and other payables	3,521	3,920
Trade payables	2,722	2,885
Other payables	767	888
Current tax liabilities	32	147
Other current liabilities	1,082	341
CURRENT LIABILITIES	7,028	7,608
TOTAL EQUITY AND LIABILITIES	41,596	47,322

Notes 1 to 22 described in the explanatory notes of the condensed interim consolidated financial statements and Appendix are an integral part of the Interim consolidated balance sheet at 30 of June of 2018 and 31 of December of 2017.

Naturgy

Interim consolidated income statement

(Million euro)

	For the six-month period ended 30 June	
	2018	2017 (1)
Revenue (Note 12)	12,176	11,569
Procurements (Note 13)	(8,907)	(8,263)
Other operating income	83	107
Personnel expenses (Note 14)	(464)	(469)
Other operating expenses (Note 15)	(905)	(935)
Release of fixed assets grants to income and other	21	21
EBITDA	2,004	2,030
Depreciation, amortisation and impairment losses (Note 7 and 16)	(5,165)	(800)
Impairment of credit losses	(63)	(58)
Other results	-	-
EBIT	(3,224)	1,172
Financial income	56	57
Financial expenses	(362)	(404)
Variations in fair value of financial instruments	(1)	-
Exchange differences	1	(2)
NET FINANCIAL INCOME (Note 17)	(306)	(349)
Profit/(loss) of companies measured under the equity method	(559)	7
PROFIT BEFORE TAXES	(4,089)	830
Corporate income tax (Note 18)	926	(183)
NET INCOME FOR THE PERIOD FROM CONTINUING OPERATIONS	(3,163)	647
Profit for the year from discontinued operations, net of taxes (Note 9)	(15)	64
CONSOLIDATED NET INCOME FOR THE PERIOD	(3,178)	711
Attributable to:		
the parent company	(3,281)	550
From continuing operations	(3,307)	503
From discontinued operations	26	47
Non-controlling interests	103	161
	(3,178)	711
Basic and diluted earnings/(losses) per share in euros from continuing operations attributable to the equity holders of the parent company (Note 10)	(3.31)	0.50
Basic and diluted earnings/(losses) per share in euros attributable to the equity holders of the parent company (Note 10)	(3.28)	0.55

(1) The consolidated income statement for the six-month period ended 30 June 2017 was restated by application of IFRS 5 (Notes 3.4 and 9).

Notes 1 to 22 described in the explanatory notes of the condensed interim consolidated financial statements and Appendix are an integral part of the Interim consolidated income statement of the six month period ended at 30 of June of 2018 and 2017.

Naturgy

Interim Consolidated Statement of Comprehensive Income

(Million euro)

	For the six-month period ended 30 June	
	2018	2017
CONSOLIDATED NET INCOME FOR THE PERIOD	(3,178)	711
OTHER COMPREHENSIVE INCOME RECOGNISED DIRECTLY IN EQUITY	(462)	(632)
Items that will not be transferred to profit/(loss):		
Other financial liabilities at fair value with changes through other comprehensive income	(164)	(3)
Actuarial gains and losses and other adjustments	(2)	7
Tax effect	1	1
Items that will subsequently be transferred to profit/(loss):		
Cash flow hedges	(119)	(54)
Translation differences	(212)	(552)
Tax effect	30	11
Equity-consolidated companies	4	(42)
<i>Cash flow hedges</i>	1	(3)
<i>Currency translation differences</i>	3	(39)
<i>Tax effect</i>	-	-
RELEASES TO INCOME STATEMENT	59	(5)
Cash flow hedges	72	(9)
Currency translation differences	-	-
Tax effect	(13)	3
Companies recorded using the equity method	-	1
<i>Cash flow hedges</i>	-	1
<i>Currency translation differences</i>	-	-
<i>Tax effect</i>	-	-
OTHER COMPREHENSIVE INCOME FOR THE PERIOD	(403)	(637)
TOTAL COMPREHENSIVE INCOME FOR THE PERIOD	(3,581)	74
Attributable to:		
Parent company	(3,637)	54
From continuing operations	(3,649)	4
From discontinued operations	12	50
Non-controlling interests	56	20

Notes 1 to 22 described in the explanatory notes of the condensed interim consolidated financial statements and Appendix are an integral part of the Interim Consolidated Statement of Comprehensive Income of the six month period ended at 30 of June of 2018 and 2017.

Naturgy

Interim Statement of Changes in Consolidated Equity

(Million euro)

	Equity attributed to the parent company										Non-controlling interests	Equity
	Share capital	Share premium	Treasury shares	Reserves and accumulated gains	Profit for the year	Currency translation differences	Cash flow hedges	Financial assets at fair value	Other equity components	Subtotal		
Balance at 01/01/17	1,001	3,808	(21)	9,219	1,347	(183)	47	7	(129)	15,225	3,780	19,005
Total comprehensive income for the year	-	-	-	(2)	550	(450)	(52)	8	(494)	54	20	74
Transactions with shareholders or owners	-	-	-	677	(1,347)	-	-	-	-	(670)	(147)	(817)
Dividend distribution (Note 10)	-	-	-	676	(1,347)	-	-	-	-	(671)	(147)	(818)
Transfer of dependent company	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transactions with own equity instruments	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Other changes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Other changes in equity	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(16)	(16)
Other changes	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1	(16)	(15)
Balance at 30/06/17	1,001	3,808	(21)	9,894	550	(633)	(5)	15	(623)	14,609	3,637	18,246
Total comprehensive income for the year	-	-	-	11	810	(266)	(49)	(62)	(377)	444	142	586
Transactions with shareholders or owners	-	-	12	(331)	-	-	-	-	-	(319)	(166)	(485)
Dividend distribution (Note 10)	-	-	-	(330)	-	-	-	-	-	(330)	(86)	(416)
Transfer of dependent company	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(73)	(73)
Transactions with own equity instruments	-	-	12	-	-	-	-	-	-	12	(8)	4
Other changes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Other changes in equity	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(42)	(42)
Other changes	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	(1)	(42)	(43)
Balance at 31/12/2017	1,001	3,808	(9)	9,574	1,360	(899)	(54)	(47)	(1,000)	14,734	3,571	18,305
Impact of first-time application of new standards (Note 3.5)	-	-	-	10	-	-	-	(14)	(14)	(4)	(13)	(17)
Balance at 1/1/18	1,001	3,808	(9)	9,584	1,360	(899)	(54)	(61)	(1,014)	14,730	3,558	18,288
Total comprehensive income for the year	-	-	-	(1)	(3,281)	(167)	(29)	(159)	(355)	(3,637)	56	(3,581)
Transactions with shareholders or owners	-	-	3	1,705	(1,360)	-	-	-	-	348	184	532
Dividend distribution (Note 9)	-	-	-	689	(1,360)	-	-	-	-	(671)	(269)	(940)
Transfer of dependent company	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transactions with own equity instruments	-	-	3	-	-	-	-	-	-	3	(5)	(2)
Other changes	-	-	-	1,016	-	-	-	-	-	1,016	458	1,474
Other changes in equity	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1	(20)	(19)
Other changes	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1	(20)	(19)
Balance at 30/06/18	1,001	3,808	(6)	11,289	(3,281)	(1,066)	(83)	(220)	(1,369)	11,442	3,778	15,220

Notes 1 to 22 described in the explanatory notes of the condensed interim consolidated financial statements and Appendix are an integral part of the Interim Statement of Changes in Consolidated Equity at 30 of June of 2018 and 31 of December of 2017.

Naturgy

Interim consolidated cash flow statement

(Million euro)

	For the six-month period ended 30 June	
	2018	2017
Profit before tax	(4,089)	830
Adjustments to results	5,990	1,251
Depreciation, amortisation and impairment losses	5,165	843
Other adjustments to net income	825	408
Changes in working capital	(203)	(258)
Other cash flows from operating activities:	(454)	(675)
Interest paid	(417)	(490)
Interest collected	10	15
Dividends received	82	21
Corporate income tax paid	(129)	(221)
CASH FLOWS GENERATED FROM OPERATING ACTIVITIES ⁽¹⁾	1,244	1,148
Cash flows into investing activities:	(959)	(1,005)
Group companies, associates and business units	(27)	(14)
Property, plant and equipment and intangible assets	(898)	(945)
Other financial assets	(34)	(46)
Proceeds from divestitures:	1,121	34
Group companies, associates and business units	1,080	-
Property, plant and equipment and intangible assets	5	-
Other financial assets	36	34
Other cash flows from investing activities:	29	24
Other proceeds/(payments) from/(of) investing activities	29	24
CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES ⁽¹⁾	191	(947)
Collections and payments on equity instruments:	1,493	(2)
Issue	1,493	-
Acquisition	-	(2)
Collections and (payments) on financial liability instruments	(2,284)	140
Issue	6,742	3,956
Repayment and redemption	(9,026)	(3,816)
Dividends paid and remuneration on other equity instruments	(295)	(805)
Other cash flows from financing activities	(78)	(54)
CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES ⁽¹⁾	(1,164)	(721)
Other changes in cash and cash equivalents	(21)	-
Effect of fluctuations in exchange rates	17	(92)
VARIATION IN CASH AND CASH EQUIVALENTS	267	(612)
Cash and cash equivalents at beginning of the period	3,225	2,067
Cash and cash equivalents at the end of the period	3,492	1,455

(1) Includes cash flows from continuing and discontinued operations (Note 9).

Notes 1 to 22 described in the explanatory notes of the condensed interim consolidated financial statements and Appendix are an integral part of the Interim Consolidated Statement of Comprehensive Income of the six month period ended at 30 of June of 2018 and 2017.

Notes to the condensed interim consolidated financial statements

Note 1. General information

Naturgy Energy Group, S.A. is a public limited company that was incorporated in 1843. Its registered office is located at Avenida de San Luis 77, Madrid. On 27 June 2018, the Shareholders' Meeting resolved to change the company's name to Naturgy Energy Group, S.A. (it was formerly Gas Natural SDG, S.A.).

Naturgy Energy Group, S.A. and its subsidiary companies ("Naturgy") form a group that is mainly engaged in natural gas business (supply, liquefaction, re-gasification, transport, storage, distribution and commercialisation), in electricity business (generation, transport, distribution and commercialisation), as well as any other source of existing energy. It could also operate as a holding company, incorporating companies or holding shares as a shareholder in other companies no matter what their corporate purposes or nature, by subscribing, acquiring and holding shares, stakes or any other securities deriving from the same, subject to compliance with the legal requirements in each case.

Naturgy operates mainly in Spain and also outside Spain, especially in Latin America, in the rest of Europe and Africa.

Note 5 includes financial information by operating segment.

The shares of Naturgy Energy Group, S.A. are listed on the four official Spanish stock exchanges, are traded simultaneously on all four ("mercado continuo"), and form part of the Ibex35.

Note 2. Regulatory framework

Concerning the regulatory framework described in the consolidated annual accounts for the year ended 31 December 2017, the following should be noted in relation to the first half of 2018:

Order ETU/66/2018, of 26 January, establishing the taxes and surcharges considered for the purposes of the territorial supplements and implementing the mechanism to obtain the necessary information to establish the territorial supplements in relation to the electric power access tolls corresponding to the year 2013, was published on 30 January 2018.

Order ETU/257/2018, laying down obligations relating to contributions to the National Energy Efficiency Fund in 2018, was published on 17 March 2018. Naturgy's contribution to the National Energy Efficiency Fund for 2018 is Euros 21 million.

The Directorate General of Energy Policy and Mines (DGPEM) Resolution of 22 March, which published the last-resort tariff for natural gas, providing for a reduction of 3.2% with respect to the first quarter of 2018, was published on 31 March 2018.

Order ETU/362/2018, of 6 April, amending Order IET/2013/2013, of 31 August, which regulates the competitive mechanism for allocation of the interruptibility demand management service, was published on 7 April 2018.

The Resolution of 12 April approving the joint proposal by the Iberian market operator OMIE and the Iberian system operators REE and REN for the methodology of supplementary intraday regional auctions between Spain and Portugal, drawn up in accordance with Commission Regulation (EU) 2015/1222, establishing a guideline on capacity allocation and congestion management, was published on 18 April 2018. The proposed hybrid operation model is based on integrating the European intraday market XBID, supplemented by Iberian auction sessions.

Directorate General of Energy Policy and Mines (DGPEM) Resolution of 6 June, amending the order of 25 July 2006 which established the conditions for allocation and the procedure for application of interruptibility in the gas system, was published on 13 June 2018. Specifically, it establishes zones with the possibility of congestion and the capacity that can be contracted for under the interruptible toll.

Directive (EU) 2018/410 amending Directive 2003/87/EC to enhance cost-effective emission reductions, which will apply for the period 2021-2030, came into force on 8 April 2018. In the case of the sectors subject to the market in emission rights, a 43% reduction in emissions by 2030 with respect to the 2005 baseline is assumed and, additionally, the Directive establishes measures to reduce the excess of emission rights in the

market to ensure that there is a CO2 price signal.

The Revised Energy Performance of Buildings Directive, amending the previous directive with the goal of decarbonising Europe's pool of buildings so as to achieve zero emissions by 2050, was approved on 14 May 2018.

In February 2018, Chile's National Energy Commission (CNE) published the final results of the profitability check of the companies Metrogas, S.A. and Gas Sur, S.A. for 2016, calculated in accordance with the new Gas Law for each concession zone. The results were below the 11% ceiling, with the result that the companies will continue to operate under a supervised free tariff system.

On 27 March 2018, the Argentinian gas regulator, ENARGAS, approved Resolution no. 301, which approves the tariff tables applicable from 1 April 2018. The approved tariff is approximately 42.5% higher than the one in force since December 2017, recognising the third 30% step-up in the tariff recognised on 1 April 2017; inflation measured by the Internal Wholesale Price Index; and the remuneration recognised for the distributors to correct for the effect of staggered increases in the first year of the five-year period.

Note 3. Basis of presentation and accounting policies

3.1. Basis of presentation

The Consolidated annual accounts of Naturgy for 2017 were adopted by the General Meeting of Shareholders on 27 June 2018.

These condensed interim consolidated financial statements at 30 June 2018 of Naturgy were drawn up and signed by the Board of Directors on 24 July 2018, pursuant to IAS 34 "Interim financial reporting" and must be read together with the consolidated annual accounts for the year ended 31 December 2017, which were prepared in accordance with Regulation (EC) No. 1606/2002 of the European Parliament and of the Council ("IFRS-EU").

As a result, it has not been necessary to repeat or update certain notes or estimates included in the consolidated annual accounts. Instead, the accompanying selected notes to the accounts include an explanation of significant events or movements in order to explain any changes in the consolidated financial situation and results of operations, comprehensive income, changes in equity and cash flows of Naturgy between 31 December 2017, the date of the above-mentioned consolidated annual accounts, and 30 June 2018.

The figures set out these condensed interim consolidated financial statements are expressed in million euro, unless otherwise stated.

3.2 Main risks and uncertainties

Note 4 "Significant events in the period" describes the main changes affecting Naturgy's equity and results in the six-month period ended 30 June 2018. Additionally, Note 6 "Asset impairment losses" describes the main changes in the economic assumptions used to draw up the new Strategic Plan 2018-2022 and other factors that have occurred in the period, which resulted in the recognition of impairment of the carrying amounts of Naturgy's certain non-current assets as at 30 June 2018.

3.3 Seasonality

Demand for natural gas is seasonal, with gas supplies and sales in Europe generally being higher in the colder months, from October to March, and lower during the warmer months, from April to September while demand for natural gas for industrial uses and electricity generation is generally more stable throughout the year. On the other hand, electricity demand tends to increase in summer in Spain, particularly in July and August, and therefore compensates natural gas seasonality as both activities are included in the "Gas and Power" segment.

3.4 Comparability

As a result of the divestments of the gas distribution and supply business in Italy, gas distribution and supply in Colombia, electricity distribution in Moldova, electricity generation in Kenya and mining in South Africa, described in Note 9 “Non-current assets and disposable groups of assets held for sale and discontinued operations”, the income statement for the six-month period ended 30 June 2017 was restated for purposes of comparison with the information relating to the first half of 2018, in compliance with IFRS 5.

A breakdown of the effects of the restatement on the consolidated income statement for the first half of 2017 is as follows:

Consolidated income statement for the six-month period ended 30 June 2017

	2017	Application of IFRS 5 (Note 9)	2017
Revenue	12,283	(714)	11,569
Procurements	(8,726)	463	(8,263)
Other operating income	115	(8)	107
Personnel costs	(501)	32	(469)
Other operating expenses	(1,016)	81	(935)
Release of fixed assets grants to income and other	21	-	21
EBITDA	2,176	(146)	2,030
Depreciation, amortisation and impairment losses	(843)	43	(800)
Impairment of credit losses	(64)	6	(58)
Other results	-	-	-
EBIT	1,269	(97)	1,172
Financial income	67	(10)	57
Financial expenses	(412)	8	(404)
Variations in fair value of financial instruments	-	-	-
Exchange differences	(2)	-	(2)
NET FINANCIAL INCOME/(EXPENSE)	(347)	(2)	(349)
Profit/(loss) of companies measured under the equity method	7	-	7
PROFIT BEFORE TAXES	929	(99)	830
Corporate income tax	(218)	35	(183)
PROFIT FOR THE YEAR FROM CONTINUING OPERATIONS	711	(64)	647
Profit for the year from discontinued operations, net of taxes	-	64	64
CONSOLIDATED PROFIT FOR THE YEAR	711	-	711
Attributable to:			
the parent company	550	-	550
From continuing operations	550	(47)	503
From discontinued operations	-	47	47
Non-controlling interests	161	-	161
Basic and diluted earnings per share in euros from continuing operations attributable to the equity holders of the parent company	0.55	(0.05)	0.50
Basic and diluted earnings per share in euros attributable to the equity holders of the parent company	0.55	-	0.55

Additionally, the structure of the consolidated income statement has been changed to present credit losses as a separate line item (previously presented under other operating expenses). As a result, the comparative information for the consolidated income statement for the six-month period ended 30 June 2017 has been modified.

3.5 Accounting policies

The accounting policies applied in these interim consolidated financial statements are the same as those applied in the consolidated financial statements for the year ended 31 December 2017, except for adoption of the new IFRS-EU, interpretations and amendments that came into force on 1 January 2018.

The main amendments arising from the adoption of the new IFRS refer essentially to those set out in IFRS 9 and IFRS 15, and are detailed below:

3.5.1 Intangible assets

a) Customer acquisition costs

The incremental costs incurred directly to obtain contracts with customers, which reflect the commissions paid to obtain power supply contracts with those customers and which are expected to be recovered over the expected duration of the contract, are recognised as intangible assets.

Customer acquisition costs recognised as assets are amortised systematically in the consolidated income statement over the expected average life of the contracts with customers, which ranges from 2 to 8 years.

3.5.2 Financial assets and liabilities

Naturgy classifies its financial assets and liabilities according to their measurement category, which is determined on the basis of the business model and the characteristics of the contractual cash flows.

Financial assets

Purchases and sales of investments are recognised on trade-date, which is the date on which Naturgy commits to purchase or sell the asset, and are classified under the following categories:

a) Financial assets at amortised cost

These are non-derivative financial assets, with fixed or determinable pay outs, that are not listed on an active market and for which there is no plan to trade in the short-term. They include current assets, except for those maturing after twelve months as from the balance sheet date, which are classified as non-current assets.

They also include assets representing debt claims with fixed or determinable pay outs and fixed maturity which Naturgy plans to and can actually hold until maturity.

They are initially recorded at their fair value and then at their amortised cost using the effective interest rate method.

Cash and cash equivalents include cash at hand, time deposits with financial entities and other highly liquid short-term investments with an original maturity no longer than three months as from the acquisition date.

b) Financial assets at fair value with changes through profit or loss

These are assets acquired for short-term sale. Derivatives form part of this category unless they are designated as hedges. These financial assets are stated, both initially and in later valuations, at their fair value, and the changes in their value are taken to the income statement for the year.

In the case of equity instruments classified in this category they are recognised at fair value. Unrealised gains and losses that arise from fair value changes, or losses due to extended impairment, or the result of the sale, are recognised in the consolidated income statement.

The fair values of listed investments are based on listed prices (Level 1). In the case of shareholdings in unlisted companies, fair value is determined using valuation techniques that include the use of recent transactions between willing and knowledgeable parties, references to other instruments that are substantially the same and the analysis of discounted future cash flows (Levels 2 and 3). If none of these techniques can be used to determine fair value, investments are carried at cost less any impairment loss.

c) Equity instruments at fair value with changes through other comprehensive income

These are equity instruments that are maintained inside a business model whose pursues are obtained by contractual payments through its sale and that have been irrevocably categorised in this category by Naturgy as first-time application option. They are recognised at fair value with changes through other comprehensive income, with the exception of the dividends of these investments that are recognised in the income statement of the period. Therefore, no impairment losses are recognised in profit and loss and, at the time of their sale, no gains or losses are reclassified to the consolidated income statement.

Fair value measurements recognised in these consolidated financial statements are classified using a fair value hierarchy that reflects the magnitude of the variables employed to perform the measurement. This ranking has three levels:

- Level 1: Valuations based on the quoted price of identical instruments in an active market. The fair value is based on quoted market prices at the balance sheet date.
- Level 2: Valuations based on variables that are observable for the asset or liability. The fair value of financial assets included in this category is determined using valuation techniques. The valuation techniques maximise the use of observable market data when available and rely as little as possible on specific estimates by Naturgy. If all significant inputs required to calculate the fair value are observable, the instrument is included in Level 2. If one or more of the significant inputs are not based on observable market data, the instrument is included in Level 3.
- Level 3: Valuations based on variables that are not based on observable market information.

Financial assets are written off when the contractual rights to the asset's cash flows have expired or they have been transferred; in the latter case, the risks and rewards of ownership must have been substantially transferred. Financial assets are not written off, and a liability is recognised in the same amount as the payment received, in asset assignments where the risks and rewards of ownership are retained.

Receivables assignment agreements are treated as factoring without recourse provided that the risks and rewards inherent in ownership of the financial assets assigned are transferred.

The impairment of financial assets is based on an expected loss model. Naturgy recognises the expected loss, and any changes in it, on each presentation date to reflect changes in credit risk from the date of initial recognition, without waiting for an impairment event to occur.

Naturgy applies the general approach to expected losses on financial assets with the exception of Trade and other receivables without a significant financial component, for which the simplified approach is used.

The general approach requires the recognition of expected losses resulting from a default event during the next 12 months or during the life of the contract, depending on the evolution of financial asset's credit risk since its initial recognition in the balance sheet. Under the simplified approach, expected credit losses are recognised over the life of the asset considering the available information about past events (such as customer payment behaviour), current conditions and prospective factors (macroeconomic factors such as GDP, unemployment, inflation, interest rates, etc.) that may impact the credit risk of Naturgy's debtors.

Financial liabilities

a) Financial liabilities at amortised cost

Borrowings are initially recognised at fair value, net of any transaction costs incurred. Any difference between the amount received and the repayment value is recognised in the consolidated income statement during the period of repayment of the financial debt by using the effective interest rate method, subsequently measuring the financial liabilities at amortised cost.

In the event of contractual modifications of a liability at amortised cost that does not result in derecognition, the contractual flows of the refinanced debt must be calculated by maintaining the original effective interest rate, and the difference must be recognised in profit or loss on the date of the modification.

Borrowings are classified as current liabilities unless they mature in more than twelve months as from the balance sheet date, or include tacit one-year renewal clauses that can be exercised by Naturgy.

Additionally, current trade and other payables are short-term financial liabilities, are initially recognised at fair value, do not explicitly accrue interest, and are recognised for their nominal value. Those maturing in more than twelve months are considered non-current payables.

b) Financial liabilities assets at fair value with changes through profit or loss

These are liabilities acquired for short-term sale. Derivatives form part of this category unless they are designated as hedges. These financial liabilities are stated, both initially and in later valuations, at their fair value, and the changes in their value are taken to the Income Statement for the year.

3.5.3 Derivatives and other financial instruments

Derivatives are initially recognised at fair value on the date the derivative contract is entered into and are subsequently remeasured at their fair value. The method of recognising the resulting gain or loss depends on whether the derivative is designated as a hedging instrument, and if so, the nature of the asset being hedged.

Naturgy aligns its accounts with its management of financial risks. It regularly reviews the aims of risk management and hedging strategies, and describes the risk management goal being pursued.

For a hedge transaction to be considered effective, Naturgy documents that the economic relationship between the hedging instrument and the hedged item is aligned with the entity's risk management objective.

The market value of the financial instruments is calculated using the following procedures:

- Derivatives listed on an official market are calculated on the basis of their year-end closing price (Level 1).
- Derivatives that are not traded on official markets are calculated on the basis of the discounting of cash flows based on year-end market conditions or, for some non-financial items, on best estimates of future curves for those items (Level 2 and 3).

Fair values are adjusted by the expected impact of the counterparty credit risk observable in positive valuation scenarios and the impact of own credit risk observable in negative valuation scenarios.

Derivatives embedded in other financial instruments or in other host contracts are recorded separately as derivatives only when their financial characteristics and inherent risks are not strictly related to the instruments in which they are embedded and the whole item is not being carried at fair value through consolidated profit or loss.

For accounting purposes, the operations are classified as follows:

1. Derivatives eligible for hedge accounting

a) Fair value hedges

Changes in the fair value of derivatives that are designated and qualify as fair value hedges are recognised in the income statement together with any changes in the fair value of the hedged item.

b) Cash flow hedges

The effective portion of changes in the fair value of derivatives that are designated and qualify as cash flow hedges are recognised in equity. The gain or loss relating to the ineffective portion is recognised immediately in the consolidated income statement.

Amounts accumulated in equity are reclassified to the income statement in the periods when the hedged item affects the consolidated income statement.

c) *Hedges of net foreign investments*

The accounting treatment is similar to cash flow hedges. The variations in value of the effective part of the hedging instrument are carried on the consolidated balance sheet under "Cumulative translation differences". The gain or loss from the non-effective part is recognised immediately under "Exchange differences" on the consolidated income statement. The accumulated amount of the valuation recorded under "Cumulative translation differences" is released to the consolidated income statement as the foreign investment that gave rise to it is sold.

2. *Derivatives that do not qualify for hedge accounting*

Certain derivative instruments do not qualify for hedge accounting. Such derivatives are classified as at fair value through profit or loss, and changes in the fair value of any derivative instruments that do not qualify for hedge accounting are recognised immediately in the consolidated income statement.

3. *Energy purchase and sale agreements*

During the normal course of its business, Naturgy enters into energy purchase and sale agreements which in most cases include "take or pay" clauses. by virtue of which the buyer takes on the obligation to pay the value of the energy contracted irrespective of whether he receives it or not. These agreements are executed and maintained in order to meet the needs of receipt on physical delivery of energy projected by Naturgy in accordance with the energy purchase and sale estimates made periodically, which are monitored systematically and adjusted always by physical delivery.

3.5.4 New IFRS-EU standards and IFRIC interpretations

As a result of their approval, publication and entry into force on 1 January 2018, the following standards, interpretations and amendments have been applied:

- IFRS 9, "Financial instruments"
- IFRS 15, "Revenue from contracts with customers";
- IFRS 4 (Amendment), "Application of IFRS 9 Financial Instruments with IFRS 4 Insurance contracts";
- Annual improvements to IFRS, Cycle 2014-2016;
- IFRS 2 (Amendment) , "Classification and measurement of share-based payments";
- IAS 40 (Amendment), "Transfers of investment property";
- IFRIC 22, "Transactions and advance payments in foreign currency"
- IFRS 15 (Modification), "Clarifications"

Of these standards, interpretations and amendments, only IFRS 9 and IFRS 15 have a material impact on the interim financial statements.

IFRS 9 - "Financial instruments"

IFRS 9 establishes the criteria for the classification, measurement and derecognition of financial assets and liabilities, introduces new rules for hedge accounting and provides a new model for the impairment of financial assets.

Naturgy has chosen not to adopt the new standard in advance, opting not to restate the comparative information for 2017. Therefore, as at 1 January 2018, the adjustment to the carrying amount of financial assets and liabilities is recognised in reserves.

The impacts of first-time application of IFRS 9 were as follows:

- a) Classification of financial assets: With respect to investments in equity instruments classified as available-for-sale financial assets under IFS 39 with fair value changes through equity that are taken to income when they are disposed of or impaired, Naturgy used the option permitted by IFRS at first-time application of irrevocably categorised them in the new category of investment in equity instruments at fair value through other comprehensive income, with the exception of Medgaz, which was classified as held for trading. Increases and decreases in the fair value of these assets will be recognised in other comprehensive income, no impairment losses will be recognised in profit or loss, and no gains or losses

will be reclassified to the consolidated profit and loss account at the time of sale. As for financial assets other than equity instruments, Naturgy holds them mainly with the objective of obtaining the contractual cash flows; accordingly, they will continue to be measured at amortised cost from 1 January 2018 onwards.

- b) Exchange of debt instruments: Naturgy has carried out refinancing operations in which, in accordance with the provisions of IAS 39, there weren't no substantial changes in the debt instrument and, consequently, the carrying amount of the liability was adjusted in accordance with the costs and commissions, which were amortised over the remaining life of the modified liability. In accordance with IFRS 9 in transactions to modify financial liabilities, the value of the cash flows of the new financial liability must be determined using the effective internal rate of the old financial liability, and the difference between this new accounting value and the original value must be recognised in the consolidated profit and loss account. The impact estimated at 1 January 2018 is a decrease of Euros 48 million in financial liabilities, with a corresponding increase in deferred tax liabilities of Euros 12 million.
- c) Impairment of financial assets: Naturgy applies the general approach for financial assets with the exception of "Trade and other receivables", for which the simplified approach is used. In this context, Naturgy considers the information available on past events (such as the customer payment trends), current conditions and forward-looking elements (e.g. macroeconomic factors such as gross domestic product (GDP), unemployment, inflation, interest rates, etc.) that may impact the credit risk of Naturgy's debtors. On the basis of the evaluations carried out at the date of entry into force of the new standard, the impact as at 1 January 2018 has been an increase in the impairment provision for financial assets of Euros 102 million with a corresponding increase in deferred tax assets of approximately Euros 26 million.
- d) Hedge accounting: Naturgy did not make substantial changes in its hedging model, and confirms that its current hedging relationships qualify as hedges that will continue with the adoption of IFRS 9. In line with its current hedge accounting policy, Naturgy does not intend to exclude the term component of foreign exchange insurance contracts in the designation of hedging relationships.
- e) Other adjustments: These adjustments include adjustments on the adoption of IFRS 9 for companies accounted for using the equity method, mainly due to the application of the new financial asset impairment model based on expected credit loss.

In summary, the impact of the adoption of IFRS 9 on the consolidated balance sheet at 1 January 2018 is as follows:

	Amount (million euro)	Adjustments
Investments recorded using the equity method	(23)	e)
Non-current financial assets	(1)	c)
Deferred tax assets	26	c)
NON-CURRENT ASSETS	2	
Trade and other receivables	(101)	c)
CURRENT ASSETS	(101)	
Non-current financial liabilities	(48)	b)
Deferred tax liabilities	12	b)
NON-CURRENT LIABILITIES	(36)	
Equity attributed to the parent company	(50)	
Non-controlling interests	(13)	c)
EQUITY	(63)	

IFRS 15 - "Revenue from contracts with customers"

IFRS 15 establishes a new model for the recognition of revenues derived from contracts with customers, where revenues must be recognised based on fulfilment of performance obligations to customers. Ordinary revenue represents the transfer of committed goods or services to customers for an amount that reflects the consideration to which the undertaking expects to be entitled in exchange for such goods and services.

Additionally, it is established that an asset will be recognised for the incremental costs of obtaining a contract with a client if they are expected to be recovered.

As a transitional method upon first-time application of this standard, Naturgy opted for the retrospective method, recognising the accumulated effect of first-time application as at 1 January 2018 in reserves, and it elected not to restate the comparative information for 2017.

The company also decided to apply practical solutions consisting of not considering the financing component as material when the payment period is less than one year, not applying the standard retrospectively to contracts that had been completed prior to 1 January 2018, and recognising the costs of obtaining contracts as an expense when their expected amortisation period is one year or less.

The impacts from the initial application of IFRS 15 are as follows:

- a) The internal revenue recognition policies for the different types of contracts with customers were analysed, identifying the performance obligations, transaction price and allocation thereof, in order to identify possible differences with respect to the revenue recognition model under the new standard. No significant differences between them, or performance obligations that lead to the recognition of liabilities due to contracts with customers, were detected.
- b) IFRS 15 requires the recognition of an asset for incremental costs incurred in obtaining contracts with customers that are expected to be recovered, and those costs are amortised systematically in the income statement as the revenues related to the asset concerned are recognised; the expected average term of customer contracts ranges from 2 to 8 years. On the basis of the evaluations conducted on the date of entry into force of the new standard, Naturgy capitalised, under intangible assets, the commissions paid in previous years to obtain energy supply contracts with customers that are still in force as at 1 January 2018, in the amount of Euros 61 million, with the corresponding increase in deferred tax liabilities of Euros 15 million.

The impact of the adoption of IFRS 15 on the consolidated balance sheet as at 1 January 2018 is as follows:

	Amount (million euro)	Adjustments
Intangible assets	61	b)
NON-CURRENT ASSETS	61	
Deferred tax liabilities	15	b)
NON-CURRENT LIABILITIES	15	
Equity attributed to the parent company	46	b)
EQUITY	46	

Impact of IFRS 9 and IFRS 15 on the consolidated balance sheet as at 1 January 2018

The effects on the consolidated balance sheet as at 1 January 2018 derived from the adoption of IFRS 9 and IFRS 15, as described above, are as follows:

Consolidated balance sheet (million euro)

	1.1.2018	IFRS 9	IFRS 15	Total adjustments	1.1.2018 IFRS 9 and IFRS 15
ASSETS					
NON-CURRENT ASSETS	36,239	2	61	63	36,302
CURRENT ASSETS	11,083	(101)	-	(101)	10,982
TOTAL ASSETS	47,322	(99)	61	(38)	47,284
EQUITY AND LIABILITIES					
Equity attributed to the parent company	14,734	(50)	46	(4)	14,730
Non-controlling interests	3,571	(13)	-	(13)	3,558
EQUITY	18,305	(63)	46	(17)	18,288
NON-CURRENT LIABILITIES	21,409	(36)	15	(21)	21,388
CURRENT LIABILITIES	7,608	-	-	-	7,608
TOTAL EQUITY AND LIABILITIES	47,322	(99)	61	(38)	47,284

Effect of IFRS 9 and IFRS 15 on the interim consolidated income statement as at 30 June 2018

The application of IFRS 15 in the interim income statement as at 30 June 2018 resulted in a reduction of operating expenses of Euros 24 million due to capitalising customer acquisition costs, and an increase in amortisation charges of Euros 17 million due to amortisation of the asset recognised upon first-time application. As for IFRS 9, the impact on the consolidated income statement of recognising impairment for financial assets based on the credit loss model was an increase in expenses of Euros 8 million, while the impact of the new approach to accounting for transactions to modify financial liabilities, both those made in previous years and the one carried out this year (Note 8), led to a decrease in financial expenses of Euros 5 million.

The impact on basic and diluted earnings per share is not material.

The standards, amendments and interpretations that will come into force for years commencing on or after 1 January 2019 and later years are described below.

Standards adopted by the European Union		Entry into force for annual periods commencing
IFRS 16, "Leases"	New standard that replaces IAS 17.	1 January 2019
IFRS 9 (Amendment), "Prepayment features with negative compensation"	Enables entities to measure some prepayable financial assets at amortised cost.	1 January 2019
Standards issued by the IASB and yet to be adopted by the European Union		Entry into force for years commencing
IAS 19 (Amendment) "Plan amendment, curtailment or settlement"	These amendments require the use of updated actuarial assumptions to determine current service cost and net interest for the remainder of the period.	1 January 2019
IFRIC 23, "Uncertainty over income tax treatments"	Clarifies the recognition and valuation of IAS 12 in cases of uncertainty as to whether the tax authorities accept a certain tax treatment used by the entity.	1 January 2019
IFRS 10/IAS 28 (Amendments) "Sales or contributions of assets between an investor and its associate/joint venture"	These amendments clarify the accounting treatment of asset sales and contributions between an investor and its associates or joint ventures	Proposal with no set date
IAS 28 (Amendment), "Long-term interests in associates and joint ventures"	Clarifies the application of IFRS 9 to long-term interests in associates or joint ventures when the equity method is not used.	1 January 2019
Annual improvements to IFRS, Cycle 2015-2017	Minor changes to various standards.	1 January 2019
Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards	Ensures that the standards are consistent; includes a new chapter on measurement, enhances definitions and guidelines, and clarifies areas such as prudence and judgements under conditions of uncertainty.	1 January 2020
IFRS 17, "Insurance contracts"	New standard that replaces IFRS 4.	01 January 2021

None of these standards or amendments has been applied early.

IFRS 16 - "Leases"

IFRS 16 will enter force in 2019 and will replace IAS 17 and the current associated interpretations, without been determined the transition method yet.

IFRS 16 "Leases" establishes that lessees must recognise all leases under a single accounting model. At the date of initiation of a lease, an asset must be recognised in the consolidated balance sheet for the right to use the underlying asset for the contract term, and a liability must be recognised for the payments to be made under the operating lease contract (except for short-term leases and those relating to low-value assets. In addition, there will be a change in the policy for recognising the lease expense, which will be recorded as a depreciation expense for the relevant asset and a financial expense due to the revaluation of the lease liability.

The current accounting approach for lessors has not changed substantially. Lessors must continue to classify leases as operational or financial depending on the degree of substantial transfer of the risks and advantages inherent to ownership.

The analysis is still under way at the date of presentation of these interim consolidated financial statements. Naturgy has completed the compilation of the necessary data concerning its operating lease contracts to be able to assess the relevant impacts; different rates for specific categories, countries and terms are being considered to estimate the impact of IFRS 16 for each category of commitment. The term is determined by the number of years of the contract or the useful life of the related asset.

However, considering the negligible volume of commitments for operating lease contracts held by the Group, Naturgy estimates that the most material impact of IFRS 16 on the consolidated financial statements would be an increase in financial debt (as well as the corresponding right of use asset) amounting to Euros 300 million and the presentation of the Finance lease liabilities now included in other current and non-current liabilities as Net financial debt.

3.6 Consolidation scope

2018

On February 2018, once the competition authorities had given their approval, the sale of the gas distribution and supply companies in Italy was completed.

On March 2018, Naturgy, through subsidiary Global Power Generation, agreed to acquire two solar photovoltaic projects in Brazil which are expected to come into operation in the fourth quarter of 2018.

On March 2018, following approval by the competition authorities, a minority 20% stake in the company Holding de Negocios de Gas, S.A., which owns the gas network assets in Spain, was sold.

On May 2018, the deadline for acceptance of the tender offer for Gas Natural, S.A. ESP finalised, as a result of which the sale of the remaining 41.9% of the gas distribution business in Colombia was completed.

2017

There were no significant changes in the consolidation scope in the six-month period to 30 June 2018.

Appendix I sets out the changes in the consolidation scope arising in the first half of 2018 and in 2017.

Note 4. Significant events in the period

The consolidated equity and results of Naturgy as at 30 June 2018 were particularly affected by the following events and transactions in the period:

- The divestment processes described in Note 9 "Non-current assets and disposal groups of assets held for sale and discontinued operations", as a result of efforts to optimise the portfolio of businesses and the ongoing review of the activities and geographies.

The following transfers were completed in the first half of 2018: i) the remaining 41.9% of the gas distribution business in Colombia for Euros 334 million, equal to its carrying amount, net of the dividends received; consequently, this did not have any impact on the consolidated income statement (Note 9); ii) the gas distribution and supply business in Italy, as well as the transfer of the gas supply contract, for Euros 766 million, generating a capital gain of Euros 188 million after taxes which was recognised under "Profits from discontinued operations net of taxes" in the consolidated income statement (Note 9); and iii) the sale of a 20% minority stake in the gas distribution business in Spain for Euros 1,500 million, which resulted in an increase of Euros 1,016 million in the "Reserves" caption in the Consolidated balance sheet (Note 10).

In addition, the "Profits from discontinued operations net of taxes" account in the Consolidated income statement includes a total of Euros -221 million as a result of devaluation of the net book values of investments held for sale in Moldova (Euros 73 million) euros, in Kenya (Euros 7 million) and in the coal field in South Africa (Kangra) (Euros 141 million) taking into consideration the progress of the divestment processes (Note 9).

- The exhaustive review of the value of the assets as a result of the approval on 27 June 2018 of the new Strategic Plan 2018-2022, which established: i) a new industrial model and for the business units, ii) the activities and markets into which Naturgy plans to expand, and their continuity in the future, and iii) an update of the main assumptions and business projections in light of the new context variables for the next five years. From this review and from other factors occurred during the period resulted in the recognition of impairment in the amount of Euros 4,851 million in the consolidated income statement (Note 6) under "Depreciation and impairment losses" (Euros 4,279 million) and "Profit/(loss) of companies measured under the equity method" (Euros 572 million).
- Additionally, prior to the approval of the new Strategic Plan, other assets were impaired under "Depreciation and impairment losses" in the amount of Euros 54 million.

Note 5. Segment financial information

An operating segment is a component that carries on business activities from which it may obtain ordinary revenue and incur costs, whose operating results are reviewed regularly by the Board of Directors when taking Naturgy's operating decisions in order to decide on the resources that must be allocated to the segment and to evaluate its performance, in respect of which separate financial information is available.

The new Strategic Plan 2018-2022, approved by the Board of Directors on 27 June 2018, resulted in a new approach in which business segments are managed independently with full responsibility. As a result, the operating segments were redefined as follows:

- Gas and Power:
 - Supply of gas, electricity and services: its objective is to manage a new integrated business model for gas, electricity and services, maximising the value of the portfolio by focusing on the customer and with high growth potential in services and solutions.
 - International LNG trading: includes both the trading of liquefied natural gas and maritime transportation.
 - Electricity generation Europe: includes both conventional generation (hydroelectric, coal, nuclear and combined cycle) and renewable generation (wind, small hydro, solar and cogeneration), all in Spain at present.
 - Electricity generation International: includes the electricity generating fleet of Global Power Generation (GPG), located in Latin America (Brazil, Chile, Costa Rica, Mexico, Panama, Dominican Republic and Puerto Rico, the latter carried by the equity method via EcoEléctrica LP) and Australia.
- Infrastructure EMEA:
 - Gas distribution Spain: encompasses the regulated gas distribution business in Spain.
 - Electricity distribution Spain: encompasses the regulated gas distribution business in Spain.
 - EMPL: Manages the Maghreb-Europe gas pipeline.
- Infrastructure Latin America South: includes the regulated gas distribution business in Argentina, Brazil, Chile and Peru and the regulated electricity distribution business in Argentina and Chile, as well as the gas supply business in Chile.
- Infrastructure Latin America North: includes the regulated gas distribution business in Mexico and the regulated electricity distribution business in Panama.
- Remainder. Consists basically of the Unión Fenosa Gas business (equity method) and the gas storage business.

Segment results and investments for the periods of reference are as follows:

Six-month period ended 30 June 2018	Gas and Power					Infrastructure EMEA				Infrastructure Latin America South					Infrastructure Latin America North			Rest	Eliminations	TOTAL
	Supply	LNG	Gen. Europe	Gen. International	Gen. Total	Gas Networks Spain	Elec. Networks Spain	EMPL	Total	Argentina	Brazil	Chile	Peru	Total	Mexico	Panama	Total			
Consolidated revenue	5,640	1,760	145	425	7,970	576	412	36	1,024	321	735	1,435	2	2,493	277	377	654	35		12,176
Revenue between segments	1,128	35	767	8	1,938	36	15	121	172	-	-	-	-	-	-	-	-	94		2,204
Sales by segment	6,768	1,795	912	433	9,908	612	427	157	1,196	321	735	1,435	2	2,493	277	377	654	129	(2,204)	12,176
Segment procurements	(6,457)	(1,555)	(465)	(243)	(8,720)	(41)	-	-	(41)	(203)	(563)	(1,009)	(1)	(1,776)	(159)	(305)	(464)	(28)	2,122	(8,907)
Net personnel expenses	(64)	(2)	(56)	(19)	(141)	(43)	(39)	(2)	(84)	(17)	(20)	(73)	(1)	(111)	(16)	(6)	(22)	(106)	-	(464)
Other operating income/expenses	(192)	(5)	(225)	(30)	(452)	(96)	(72)	(12)	(180)	(58)	(42)	(142)	(2)	(244)	(24)	(21)	(45)	38	82	(801)
EBITDA	55	233	166	141	595	432	316	143	891	43	110	211	(2)	362	78	45	123	33	-	2,004
Other results	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(31)	(36)	(4,147)	(82)	(4,296)	(146)	(119)	(26)	(291)	(2)	(30)	(79)	(46)	(157)	(20)	(17)	(37)	(384)	-	(5,165)
Transfers to provisions	(30)	-	-	-	(30)	(2)	-	-	(2)	(7)	(2)	(12)	-	(21)	(8)	(2)	(10)	-	-	(63)
Operating profit	(6)	197	(3,981)	59	(3,731)	284	197	117	598	34	78	120	(48)	184	50	26	76	(351)	-	(3,224)
Net financial income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(306)
Results of companies recorded by the equity method	-	-	7	(7)	-	-	-	-	-	-	-	15	-	15	-	-	-	(574)	-	(559)
Profit before tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4,089)
Corporate income tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	926
Profit/(loss) for the year from continuing operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,163)
Profit/(loss) for the year from discontinued operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(15)
Profit for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,178)
Investments in tangible and intangible fixed assets (Note 7) (1)	35	380	109	99	623	94	90	1	185	27	35	170	6	238	35	45	80	19	-	1,145

Six-month period ended 30 June 2017 (*)	Gas and Power					Infrastructure EMEA				Infrastructure Latin America South					Infrastructure Latin America North			Rest	Eliminations	TOTAL
	Supply	LNG	Gen. Europe	Gen. International	Gen. Total	Gas Networks Spain	Elec. Networks Spain	EMPL	Total	Argentina	Brazil	Chile	Peru	Total	Mexico	Panama	Total			
Consolidated revenue	5,323	1,073	148	431	6,975	581	399	39	1,019	286	803	1,756	-	2,845	281	407	688	42	-	11,569
Revenue between segments	1,177	51	792	7	2,027	57	21	120	198	-	-	31	-	31	-	-	-	87	-	2,343
Sales by segment	6,500	1,124	940	438	9,002	638	420	159	1,217	286	803	1,787	-	2,876	281	407	688	129	(2,343)	11,569
Segment procurements	(6,190)	(952)	(458)	(247)	(7,847)	(50)	-	-	(50)	(178)	(603)	(1,350)	-	(2,131)	(160)	(324)	(484)	(17)	2,266	(8,263)
Net personnel expenses	(54)	(3)	(60)	(18)	(135)	(44)	(53)	(2)	(99)	(22)	(21)	(77)	(1)	(121)	(13)	(6)	(19)	(95)	-	(469)
Other operating income/expenses	(215)	(6)	(215)	(35)	(471)	(111)	(69)	(9)	(189)	(58)	(53)	(104)	(2)	(217)	(21)	(25)	(46)	39	77	(807)
EBITDA	41	163	207	138	549	433	298	148	879	28	126	256	(3)	407	87	52	139	56	-	2,030
Other results	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(13)	(24)	(224)	(60)	(321)	(148)	(113)	(18)	(279)	(2)	(33)	(74)	-	(109)	(17)	(16)	(33)	(58)	-	(800)
Transfers to provisions	(28)	-	-	-	(28)	(4)	-	-	(4)	(3)	(2)	(12)	-	(17)	(6)	(2)	(8)	(1)	-	(58)
Operating profit	-	139	(17)	78	200	281	185	130	596	23	91	170	(3)	281	64	34	98	(3)	-	1,172
Net financial income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(349)
Results of equity-consolidated companies	-	-	8	29	37	-	-	-	-	-	-	16	-	16	-	-	-	(46)	-	7
Profit before tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	830
Corporate income tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(183)
Profit/(loss) for the year from continuing operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	647
Profit/(loss) for the year from discontinued operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	64
Profit for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	711
Investments in tangible and intangible fixed assets (Note 7) (1)	25	-	54	90	169	82	106	2	190	21	49	156	4	230	41	52	93	55	-	737

(*) The consolidated income statement for the six-month period ended 30 June 2017 was restated by reclassifying to discontinued operations in accordance with IFRS 5 (Notes 3.4 & 9).

(1) Includes investment in property, plant and equipment and intangible assets (Note 7).

Note 6. Asset impairment losses

As a result of the circumstances described in Note 4 "Significant events in the period" and Note 5 "Financial information by segments" and aligning the new structure with the new vision and management approach for the businesses and cash flows under the New Strategic Plan, a new definition of the Cash Generating Units (CGU) was produced, as follows:

- Gas and Power:
 - Supply of gas, electricity and services: The natural gas, electricity and services businesses are managed together for commercial purposes, which maximises the value of the portfolio by focusing on the customer and on the strong growth potential in services and solutions; accordingly, this is a single CGU.
 - International LNG trading: This is considered to be a single CGU since both the trading of liquefied natural gas and maritime transportation are managed together.
 - Electricity generation Europe: It is considered that conventional electricity generation (hydro, coal, nuclear and combined cycle plants) constitutes one CGU and renewable electricity generation (wind, small hydro, solar and cogeneration) constitutes another CGU based on the new strategic vision for the Spanish electricity market, in which renewables have a greater presence and hourly prices are more volatile, which requires specialisation in the management of conventional power generation and renewable energy generation to focus on, respectively, cost adjustments and increasing installed capacity, in line with the reorganisation that was carried out.

In previous years, these activities comprised a single CGU since they were managed and controlled together on a centralised basis as a function of demand conditions, where all power plants using different technologies played a significant, complementary and necessary role in addressing different market situations, providing the electricity required by customers at any given time. However, as a result of the auctions conducted in 2017 in which Naturgy was awarded a total of 971 MW of wind and solar capacity, renewable power production will rise from 8% of conventional output in 2017 to over 30% by 2020, increasing its quantitative contribution to revenues, capital expenditure and earnings, all of which will be increasingly affected by renewable facilities' availability, power price volatility and revisions of remuneration components; as a result of all these factors, the cash flows from those renewable generation assets are viewed separately from those from the conventional generation assets.
 - Electricity generation International: A separate CGU is understood to exist in each country in which there are operations (Brazil, Costa Rica, Mexico, Panama, the Dominican Republic, Puerto Rico and Australia) since the businesses are subject to different regulatory frameworks and are managed independently.
- Infrastructure EMEA:
 - Gas distribution Spain: This constitutes a single CGU since the development, operation and maintenance of the gas distribution network are managed together.
 - Electricity distribution Spain: This constitutes a single CGU since the network consists of a set of inter-related assets whose development, operation and maintenance is managed together.
 - EMPL: This constitutes a single CGU that manages the Maghreb-Europe gas pipeline.
- Infrastructure Latin America South: A separate CGU is understood to exist for each business and country in which there are operations since the businesses are subject to different regulatory frameworks. This includes the regulated gas distribution business in Argentina, Brazil, Chile and Peru and the regulated electricity distribution business in Argentina and Chile.
- Infrastructure Latin America North: A separate CGU is understood to exist for each business and country in which there are operations since the businesses are subject to different regulatory frameworks. This includes the regulated gas distribution business in Mexico and the regulated electricity distribution business in Panama.

- Others: These refer basically to the Unión Fenosa Gas CGU and the gas storage CGU.

In short, with respect to the previous year, a number of CGUs were reallocated between segments and the Electricity Spain CGU was split into: i) Supply of electricity, gas and services; ii) Conventional electricity generation; and iii) Renewable electricity generation.

After the approval of the new Strategic Plan 2018-2022 impairments and write-downs of assets has been recognized in the amount of Euros 4,851 million, due to the re-assessed of the future estimates cash flows based on the Plan, or due to other factors occurred during the period and detailed as follows:

- An amount of Euros 3,929 million recognised under “Depreciation, amortisation and impairment losses” for the conventional electricity generating plants in Spain. That figure includes all the related goodwill, amounting to Euros 1,538 million (Note 7).

As a result of the existence of signs of impairment, after the approval of the new Strategic Plan and taking into account analysts external reporting that indicate a lower value for the Electricity Spain business than its carrying value , an impairment analysis was carried out for the three CGUs that made up the Electricity Spain CGU in previous years — Conventional electricity generation, Renewable electricity generation and Electricity supply — with impairment being recognised only in the Conventional electricity generation in Spain CGU.

The new assumptions and projections that affect these CGUs are based on the new Strategic Plan 2018-2022, approved by the Board of Directors following the last Shareholders' Meeting, which updated those that had been used previously, and were adopted: i) in light of the new environmental variables for the next five-year period, ii) taking into account the uncertainty regarding the role of certain generation assets in the energy transition policy (coal, nuclear and CCGT) and, consequently, the evolution of associated risks, iii) considering the expected greater share of renewables, iv) considering the increasing volatility of prices in the wholesale electricity and emission rights markets; and v) taking account of the values in transactions reported very recently in conventional electricity generation assets in Spain.

The main assumptions used were as follows:

	2018	2019	2020	2021	2022
Spain's GDP	2.70%	2.20%	1.90%	1.70%	1.70%
Pool price (€/MWh)	58.5	56.8	54.8	51.3	50.3
Brent price (USD/bbl)	75.3	75.5	71.0	67.8	65.6
Henry Hub gas price (USD/MMBtu)	2.9	2.8	2.7	2.7	2.7
Coal (API2 CIF ARA) (USD/t)	89.6	88	85.2	82.9	81.9
CO2 €/t	14.0	16.1	16.3	16.6	17.0

The most sensitive aspects contained in the new estimate of the recoverable amount, determined according to the value in use and applying the methodology detailed in the 2017 Consolidated financial statements, are the following:

- Electricity generated. Market demand trends have been estimated based on the consensus of several international bodies. The share has been estimated based on Naturgy's market share in each technology and on the expected evolution of each technology's share of the total market, assuming an average water year. The main variation with respect to past projections is a decrease in conventional output in line with the expected future trend of the conventional generation mix.
- Electricity price. Market electricity prices used were calculated using models that cross expected demand with supply forecasts, taking into account the foreseeable evolution of generation capacity in Spain, based on industry forecasts. The main variation with respect to the past projections corresponds to the fact that this analysis produced price paths which, as a consequence of the aforementioned high uncertainty surrounding energy policy in Spain, have been adjusted downwards on average with futures curves and analysts' forecasts. The sources used for analyst projections are the CERA IHS indices.

- Fuel costs. Estimated by reference to long-term supply contracts entered into by Naturgy, the forecast evolution of price curves and market experience. The main variation with respect to past projections is an increase in the cost of emission rights based on the evolution of futures curves and analysts' forecasts (CERA IHS).
- Operation and maintenance costs. These were estimated from historical costs of the fleet under management.
- Taxes established by Law 15/2012.

Likewise, a long-term growth rate of 1.9% and a pre-tax discount rate of 7.0% were used for the Conventional Electricity Generation CGU. The discount rate was determined specifically for the new CGU as a function of the risks associated with it in a manner consistent with those considered in the estimates of future cash flows. In 2017, the pre-tax discount rate considered for the Electricity Spain CGU was 6.3%, while the long-term growth rate for that CGU was 2.2%.

Additionally, a sensitivity analysis was carried out independently for each of the following variations in the key assumptions and without considering any effect it may be between them and on a sustained basis over the time:

- a 50 basis point increase in the discount rate would increase impairment by Euros 346 million.
 - a 50 basis point reduction in the growth rate would increase impairment by Euros 272 million.
 - a 5% reduction in electricity production would increase impairment by Euros 143 million.
 - a 5% increase in combustible procurement costs would increase impairment by Euros 355 million.
 - a 5% reduction in the electricity price would increase impairment by Euros 389 million.
- The amount of Euros 538 million corresponding to impairment of the 50% stake in Unión Fenosa Gas recognised on "Profit/(loss) of companies measured under the equity method".

In 2012, Egyptian Natural Gas Holding (EGAS), an Egyptian public company, ceased to supply gas to Unión Fenosa Gas and stopped paying the utilisation fee for the Damietta liquefaction plant (Egypt). This resulted in the initiation of several arbitration proceedings whose resolution has been delayed considerably with respect to the expectations set out in the consolidated financial statements as at 31 December 2017. Due to impairment registered in previous year as at 31 December 2017, the recoverable value of Unión Fenosa Gas was roughly equivalent to its carrying amount so any negative change in the assumptions would result in the recoverable value being lower than the carrying amount.

The most sensitive aspects of the impairment analysis are as follows:

- Gas volumes to be obtained from each source. The main reasons for the differences between the past and current cash flow projections relate to the decrease in the volumes of gas to be supplied from Egypt and to be liquefied in the plant during the period of the Strategic Plan 2018-2022, due to the fact that the agreement with EGAS has not yet materialised and considering the aforementioned delays in the arbitration proceedings.
- Gas supply costs In accordance with the prices of the long-term contracts entered into by Unión Fenosa Gas and expected price trends in spot markets, on the basis of the variation in the gas volume composition as a result of the situation in Egypt.
- Selling price of natural gas. Measured using predictive modelling based on the forecast performance of price curves and experience in the markets where Unión Fenosa Gas operates.

Additionally, a long-term growth rate of 1.9% was used (1.8% in 2017) and a pre-tax discount rate of 15.1% (13.4% in 2017).

The accumulated impairment recognised for the 50% stake in Unión Fenosa Gas amounted to Euros 1,166 million as at 30 June 2018 (Euros 628 million as at 31 December 2017).

Additionally, a sensitivity analysis reveals that a 50 basis point increase in the discount rate would increase impairment by Euros 16 million.

- An amount of Euros 171 million recognised under "Depreciation, Amortisation and impairment losses" corresponding to computer software, due to the review of this item in the framework of the new Strategic Plan 2018-2022 and considering the degree of obsolescence.
- An amount of Euros 34 million corresponding to the impairment of the 50% stake in power generation company EcoEléctrica L.P. that was recognised under "Profit/(loss) of companies measured under the equity method" as a result of the need to update the electricity production and electricity price assumptions used for the impairment analysis for the period following the projected renewal in March 2022 of the power purchase agreement (PPA) with Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA), which depends on the long-term projected trend in the energy scenario.

Additionally, a long-term growth rate of 1.0% (2.0% in 2017) and a pre-tax discount rate of 8.3% (6.5% in 2017) were used.

A sensitivity analysis reveals that a 50 basis point increase in the discount rate would increase impairment by Euros 6 million.

- An amount of Euros 179 million recognised under "Depreciation, amortisation and impairment losses" corresponding to impairment of the capitalised costs in a number of gas distribution projects in Infrastructure LatAm South in the amount of Euros 45 million and sundry equipment under Others in the amount of Euros 134 million due to their lack of viability.

Additionally, impairment or write-downs of other sundry assets in the amount of Euros 54 million was recognised prior to the approval of the Strategic Plan 2018-2022:

- An amount of Euros 30 million in the electricity generation business in the Dominican Republic that was recognised in March 2018 under "Depreciation, amortisation and impairment losses" as a result of updating, for impairment purposes, the assumptions with regard to electricity production and electricity prices, which was necessary due to the prospect of an increase in the country's power generation capacity using other technologies.

A long-term growth rate of 4.0% (4.0% in 2017) and a pre-tax discount rate of 13.8% (12.8% in 2017) were used.

Additionally, a sensitivity analysis reveals that a 50 basis point increase in the discount rate would increase impairment by Euros 2 million.

- An amount of Euros 24 million recognised under "Depreciation, amortisation and impairment losses" in April and May 2018 in connection with the impairment of costs capitalised in a number of projects included in Rest due to their lack of viability.

Note 7. Intangible assets and property, plant and equipment

Movements in intangible assets and property, plant and equipment during the six-month period ended 30 June 2018 are as follows:

	Goodwill	Other intangible assets	Total intangible assets	Property, plant and equipment
Gross cost	4,760	7,952	12,712	35,733
Sinking fund and impairment losses	-	(2,791)	(2,791)	(13,079)
Carrying amount at 31/12/17	4,760	5,161	9,921	22,654
Impact of first-time application IFRS 15 (Note 3.5)	-	61	61	-
Carrying amount at 01/01/18	4,760	5,222	9,982	22,654
Investment	-	121	121	1,024
Divestment	-	(1)	(1)	(10)
Amortisation charge and impairment losses ⁽¹⁾	(1,538)	(399)	(1,937)	(3,136)
Business combinations	9	28	37	-
Currency translation differences	1	(205)	(204)	(42)
Reclassifications and other ⁽²⁾	(12)	(28)	(40)	(82)
Carrying amount at 30/06/18	3,220	4,738	7,958	20,408
Gross cost	3,220	7,866	11,086	36,348
Sinking fund and impairment losses	-	(3,128)	(3,128)	(15,940)
Carrying amount at 30/06/18	3,220	4,738	7,958	20,408

(1) Includes the impact of the impairments of "Intangible assets" and "Property, plant and equipment" detailed in Note 6.

(2) Mainly includes the transfer of the mining business in South Africa to "Non-current assets held for sale" to the date on which this classification applies, May 2018 (Note 9).

Note 5 provides a breakdown of investments by operating segment, the most significant being the recurring investments made in the planning and development of the gas and electricity distribution network, and those made in the Electricity International business, as well as the addition of two new Gas tankers under finance lease for Euros 380 million.

During March 2018, Naturgy, through its subsidiary Global Power Generation, agreed the purchase of the Guimaranía I Solar Spe Ltda and Guimaranía II Solar Spe Ltda companies of two solar plants in Brazil to Canadian Solar for Euros 35 million. In the provisional purchase price allocation process, it has been identified the assets that could be revalued that corresponded to the electricity sales contracts recording an intangible asset increase of Euros 27 million and a Goodwill of Euros 9 million.

At 30 June 2018, Naturgy had recognised fixed asset investment commitments totalling Euros 155 million, basically for the construction of renewable generation facilities in Spain and Australia, the development of the distribution network and other gas infrastructures, and development of the electricity distribution network.

The changes and breakdown of the goodwill by CGU is as follows:

	1.1.2018	Business combination	Currency translation differences	Transfer to held for sale	CGU reclassification	Impairment	30.06.2018
Gas and Power	3,148	9	11	-	-	(1,538)	1,630
Electricity Spain	2,708	-	-	-	(2,708)	-	-
Conventional generation Spain	-	-	-	-	1,538	(1,538)	-
Renewable generation Spain	-	-	-	-	743	-	743
Supply of gas, electricity and services	16	-	-	-	427	-	443
International generation Mexico	420	-	11	-	-	-	431
International generation Chile	4	-	-	-	-	-	4
International generation Brazil	-	9	-	-	-	-	9
Infrastructure EMEA	1,070	-	-	-	-	-	1,070
Electricity distribution Spain	1,070	-	-	-	-	-	1,070
Infrastructure Latin America South	386	-	(15)	-	-	-	371
Gas distribution Brazil	18	-	(1)	-	-	-	17
Gas distribution Chile	74	-	(3)	-	-	-	71
Electricity distribution Chile	294	-	(11)	-	-	-	283
Infrastructure Latin America North	144	-	5	-	-	-	-
Gas distribution Mexico	20	-	1	-	-	-	21
Electricity distribution Panama	124	-	4	-	-	-	128
Rest	12	-	-	(12)	-	-	-
Total	4,760	9	1	(12)	-	(1,538)	3,220

As a result of the redefinition of the CGUs referred to in note 6, the "CGU Reclassification" item contains the reallocation of the goodwill of the Electricity Spain CGU to the Supply of Gas, Electricity and Services, Conventional electricity generation and Renewable electricity generation CGUs based on the relative values of the goodwill associated with the reorganised units at 30 June 2018. An impairment analysis of these CGUs resulted in impairment being recognised only in the Conventional electricity generation Spain CGU for an amount of Euros 1,538 million for the whole goodwill (Note 5).

Note 8. Financial instruments

a) Financial assets

Set out below is a breakdown of financial assets, excluding "Trade and other receivables" and "Cash and cash equivalents", at 30 June 2018 and 31 December 2017, by nature and category:

	FV through other comprehensive income	FV through profit or loss	Amortised cost	Total
At 30 June 2018				
Equity instruments	285	88	-	373
Derivatives	30	2	-	32
Other financial assets	-	-	706	706
Non-current financial assets	315	90	706	1,111
Derivatives	14	58	-	72
Other financial assets	-	-	326	326
Current financial assets	14	58	326	398
Total financial assets at 30/06/2018	329	148	1,032	1,509
	FV through other comprehensive income	FV through profit or loss	Amortised cost	Total
At 31 December 2017				
Equity instruments	465	95	-	560
Derivatives	4	11	-	15
Other financial assets	-	-	740	740
Non-current financial assets	469	106	740	1,315
Derivatives	20	45	-	65
Other financial assets	-	-	397	397
Current financial assets	20	45	397	462
Total financial assets at 31/12/2017	489	151	1,137	1,777

- The "Fair value through other comprehensive income" item at 30 June 2018 contains the following:
 - Equity instruments: The 85.4% stake in Electrificadora del Caribe, S.A. ESP (Electricaribe), a company intervened by the Superintendence for Residential Public Services of the Republic of Colombia (Superintendence) since 14 November 2016, for which the following facts and circumstances occurred during the first half of 2018:
 - In the first half of 2018, no agreement was reached with the insurers over the USD 500 million claim; consequently, it should be initiated an international arbitration which resolution is not foreseen in the short or middle term.
 - On 15 June 2018, a request for arbitration proceedings was filed with the United Nations Commission on International Trade Law (UNCITRAL) in order to recover the company with a viable regulatory framework or, barring that, obtain compensation.

At 31 December 2017, that stake was recognised at Euros 416 million, i.e. the fair value at the date of loss of control, which did not differ from its net carrying amount, adjusted for the effect derived from variations in the exchange rate.

It became necessary to review the fair value of the holding in view of the aggravation of the situation of uncertainty regarding the amount and the date on which the insurance indemnity will be collected as a consequence of the aforementioned claim that must be made in the course of a dispute resolution process which will be affected by circumstances beyond Naturgy's control, as well as the progressive impairment of the company's value. In view of the difficulty of performing that valuation as a result of the asset's specific situation, the audited financial statements of

Electricaribe as at 31 December 2017, which were not received from the Special Agent appointed by the Superintendence until 30 June 2018, and reflect a value of Euros 276 million for the attributed 85.4% equity stake, was taken into account, and a fair value impairment of Euros 140 million was recognised for the stake.

Given that the option permitted by IFRS 9 of irrevocable classification to the new "Equity instruments at fair value through other comprehensive income" category (Note 3.5) was adopted for this investment in equity instruments, this reduction in fair value was recognised in "Accumulated other comprehensive income".

- Additionally, as at 31 December 2017, this item included the 2.23% stake in Richards Bay Coal Terminals Ltd, a company that operates a coal export terminal in South Africa, that has been transferred to held for sale (see Note 9), for an amount of Euros 22 million (Euros 40 million as at 31 December 2017), whose fair value has been determined based on the sale price.
- Derivatives: Non-current derivative financial assets at fair value through other comprehensive income include the variation in the market value of the contract between the Australian company in the group, Crookwell Development Pty Ltd (Crookwell), and distributor ActewAGL (ACT) under which Crookwell undertakes to sell on the market, at the spot price, the production of the plant that it owns, and to settle with ACT for the difference between the price of each delivery and a fixed price for a determined volume of MW. This contract covers the sale price of the plant's output for a period of 20 years and is recognised as a financial instrument constituting a cash flow hedge.
- The "Fair value through profit or loss" item at 30 June 2018 contains mainly the following:
 - Equity instruments: the 14.9% stake in Medgaz, S.A., the company that operates the undersea pipeline between Algeria and Spain, for an amount of Euros 88 million (Euros 95 million as at 31 December 2017) whose fair value is determined by discounting the cash flows from future dividends.
- At 30 June 2018, the "Amortised cost" item mainly included:
 - Temporary mismatches between gas system revenues and costs accumulated in 2017 and 2018, funded by Naturgy pursuant to Law 18/2014 of 17 October, in the amount of Euros 13 million (Euros 164 million as at 31 December 2017). This amount will be recovered through the gas system settlements. The amount pending receipt following the settlements for the year generates a recovery right in the following five years for the remaining amount financed, plus interest at a market rate. The amount of this financing has been recognised in long-term and short-term items based on the estimated recovery period.
 - Temporary mismatches between electricity system revenues and costs funded by Naturgy pursuant to Law 24/2013, of 26 December, in the amount of Euros 81 million (Euros 91 million as at 31 December 2017), generating a recovery right over the following five years, plus interest recognised at a market rate. The amount of this financing has been recognised entirely as a short-term item on the understanding that it is a temporary mismatch that will be recovered through system settlements within one year.

Financial assets recognised at fair value at 30 June 2018 and at 31 December 2017 are classified as follows:

Financial assets	30 June 2018				31 December 2017			
	Level 1 (listed price in an active market)	Level 2 (observable variables)	Level 3 (unobservable variables)	Total	Level 1 (listed price in an active market)	Level 2 (observable variables)	Level 3 (unobservable variables)	Total
Fair value through other comprehensive income	-	44	285	329	-	24	465	489
Fair value through profit or loss	-	60	88	148	-	56	95	151
Total	-	104	373	477	-	80	560	640

b) Financial liabilities

Set out below is a breakdown of financial liabilities, excluding “Trade and other payables”, at 30 June 2018 and 31 December 2017, by nature and category:

At 30 June 2018	Creditors and payables	Hedging derivatives	Total
Bank borrowings	3,507	-	3,507
Debentures and other negotiable securities	10,164	-	10,164
Derivatives	-	40	40
Other financial liabilities	-	-	-
Non-current financial liabilities	13,671	40	13,711
Bank borrowings	952	-	952
Debentures and other negotiable securities	1,211	-	1,211
Derivatives	-	1	1
Other financial liabilities	53	-	53
Current financial liabilities	2,216	1	2,217
Total financial liabilities at 30/06/2018	15,887	41	15,928

At 31 December 2017	Creditors and payables	Hedging derivatives	Total
Bank borrowings	5,140	-	5,140
Debentures and other negotiable securities	10,726	-	10,726
Derivatives	-	48	48
Other financial liabilities	2	-	2
Non-current financial liabilities	15,868	48	15,916
Bank borrowings	988	-	988
Debentures and other negotiable securities	1,488	-	1,488
Derivatives	-	1	1
Other financial liabilities	66	-	66
Current financial liabilities	2,542	1	2,543
Total financial liabilities at 31/12/2017	18,410	49	18,459

Financial liabilities recognised at fair value at 30 June 2018 and at 31 December 2017 are classified as follows:

	30 June 2018				31 December 2017			
	Level 1 (listed price in an active market)	Level 2 (observable variables)	Level 3 (unobservable variables)	Total	Level 1 (listed price in an active market)	Level 2 (observable variables)	Level 3 (unobservable variables)	Total
Financial liabilities								
Hedging derivatives	-	41	-	41	-	49	-	49
Total	-	41	-	41	-	49	-	49

The carrying amounts and fair value of the non-current borrowings are as follows:

	Carrying amount		Fair value	
	At 30/06/2018	At 31/12/2017	At 30/06/2018	At 31/12/2017
Issuance of debentures and other negotiable securities	10,164	10,726	11,058	11,776
Loans from financial institutions and other financial liabilities	3,507	5,142	3,537	5,176

The fair value of the listed bond issues is estimated on the basis of their quoted price (Level 1). The fair value of loans with fixed interest rates is estimated on the basis of the discounted cash flows over the remaining term of such debt. The discount rates were determined based on market rates available at 30 June 2018 and 31 December 2017 on borrowings with similar credit and maturity characteristics. These valuations are based on the listed price of similar financial instruments in an active market or on observable information in an active market (Level 2).

In the first half of 2018 and 2017, the movements in debt securities were as follows:

	At 01/01/2018	Issuances	Buy-backs or redemptions	Business combinations	Interest, exchange rate, etc.	At 30/06/2018
Issued in a European Union Member State which required the filing of a prospectus	10,958	3,044	(3,709)	-	(250)	10,043
Issued in a European Union Member State which did not require the filing of a prospectus	-	-	-	-	-	-
Issued outside a European Union Member State	1,256	153	(65)	-	(12)	1,332
Total	12,214	3,197	(3,774)	-	(262)	11,375

	At 01/01/2017	Issuances	Buy-backs or redemptions	Business combinations	Interest, exchange rate, etc.	At 30/06/2017
Issued in a European Union Member State which required the filing of a prospectus	10,262	3,133	(2,833)	-	(300)	10,262
Issued in a European Union Member State which did not require the filing of a prospectus	-	-	-	-	-	-
Issued outside a European Union Member State	1,399	-	-	-	(49)	1,350
Total	11,661	3,133	(2,833)	-	(349)	11,612

The total amount utilised in the Euro Medium Term Note (EMTN) programme stands at Euros 10,040 million (Euros 11,205 million at 31 December 2017). The programme limit at 30 June 2018 is Euros 15,000 million (Euros 15,000 million at 31 December 2017).

In January 2018, Naturgy issued Euros 850 million under the EMTN programme in 10-year bonds paying 1.5%, the proceeds from which were used to tender for Euros 916 million in bonds maturing between 2019 and 2023, which result in a net redemption of Euros 66 million. Additionally, in the first half of 2018, two bonds totalling Euros 1,099 million with an average coupon of 4.59% matured in 2018.

In March 2018, Gas Natural México issued Euros 153 million in 3-year bonds with a variable coupon of TIIE plus 0.40% and 7-year bonds with a coupon of 8.89%.

In the first half of 2018, issues under the Euro Commercial Paper (ECP) programme totalled Euros 3,044 million (Euros 2,133 million in the same period of 2017). The outstanding balance of issues under the ECP programme stands at Euros 500 million (there were no outstanding issues at 31 December 2017).

Note 9. Non-current assets and disposal groups of assets held for sale and discontinued operations

As at 30 June 2018, available-for-sale non-current assets related to the electricity distribution business in Moldova, the electricity generation business in Kenya and the mining business in South Africa. Additionally, the gas distribution and supply business in Italy and the gas distribution business in Colombia were recognised under available-for-sale non-current assets as at 31 December 2017 and were sold in the first half of 2018.

Once the Italian competition authorities had given their approval, the gas distribution companies in Italy were sold to 2i Rete Gas and Edison on 1 and 22 February 2018, respectively. Additionally, the assignment of the gas supply contract was completed on 18 April 2018. The total sale price amounted to Euros 766 million, and there was an after-tax capital gain of Euros 188 million.

On 17 November 2017, Naturgy entered into a binding agreement with Brookfield Infrastructure for the sale of its 59.1% interest in Gas Natural SA ESP, a Colombian company engaged in the distribution and retail sale of gas, for 1,678,927 million Colombian pesos (Euros 468 million). The transaction was structured in two phases, the first of which was completed in December 2017 by means of a number of sale transactions on the Colombian stock exchange. Following that phase, the stake in Naturgy was reduced to 41.9% and the company ceased to control Gas Natural S.A. ESP, which was then recognised by the equity method. The deadline for acceptance of the tender offer for Gas Natural, S.A. ESP was 28 May 2018, as a result of which the sale of the remaining 41.9% of the gas distribution business in Colombia for Euros 334 million was completed; the transaction was settled on 1 June 2018, corresponding to its book value less dividends received and therefore with no impact in the Consolidated income statement.

On 27 June 2018, Naturgy reached an outline agreement to sell its 70% stake in Kangra Coal Proprietary Limited (mining business in South Africa) to Menar Holding. Completion of the sale is subject to the execution of the pre-emptive acquisition right held by Izimbiwa Coal Inv., Naturgy's partner in Kangra, and owner of the remaining 30%. The transaction represents an equity value of Euros 28 million for Naturgy's 70% stake. Signature of the deal is subject to fulfilment of the calendar and procedures established in the Kangra shareholder agreement and completion of the sale is subject to the necessary regulatory approvals and clearance by the competition authorities. Naturgy expects to complete the transaction by year-end provided that the conditions mentioned in the preceding paragraph are met satisfactorily. Since the sale of this business was highly probable, it was reclassified in May 2018 to non-current assets available for sale. As at that date, to estimate the fair value less costs to sell as required by IFRS 5, a level 3 valuation was carried out using the fair value determined on the basis of bids received less selling costs. Due to the fact, that on March 2018 an impairment had been anticipated of Euros 140 million the result of the devaluation in the net carrying amount of the investment amounting Euros 141 million did not have a significant additional impact.

On 27 June 2017, Naturgy reached an agreement to sell its entire stake in Iberafrica Power Limited, in Kenya, to AEP Energy Africa Limited. The deal represents an enterprise value of USD 62 million. Completion of the transaction is subject to obtaining the necessary regulatory approvals and clearance from the competition authorities and is expected to take place in the fourth quarter of this year. That investment had been classified as available for sale since 31 December 2017. The fair value was determined based on the sale price less the selling costs. To estimate the fair value less costs to sell as required by IFRS 5, the level 3 valuation was updated using the bids received less selling costs, resulting in an impairment of the net carrying amount of the investment in the amount of Euros 7 million, which was recognised under income after taxes from discontinued operations.

Finally, as a result of the strategic review of its businesses and positioning in the various countries, Naturgy decided to undertake a competitive process to sell the electricity distribution business in Moldova, which was classified as available for sale from 31 December 2017. To estimate the fair value less costs to sell as required by IFRS 5, the level 3 valuation was updated using market variables and the progress with the sale process, resulting in an impairment of the net carrying amount of the investment in the amount of Euros 73 million, which was recognised under income after taxes from discontinued operations.

As Naturgy has a firm commitment to sell these assets, which are clearly identified, the process is under way, it is considered that the sale is highly probable and it is expected to be completed in 2018, the accounting balances of these assets and liabilities were transferred to "Non-current assets held for sale" and "Liabilities related to non-current assets held for sale", in accordance with IFRS 5 "Non-current assets held for sale and discontinued operations". Additionally, they were classified as discontinued operations since they are components classified as held for sale that constitute a significant separate line of business or geographic area; consequently, all revenues and expenses corresponding to those businesses in 2018 and 2017 are presented under "Income from discontinued operations after taxes".

At 30 June 2018, the detail by nature of assets classified as held for sale and the associated liabilities is as follows:

	Electricity distribution Moldova	International Electricity Kenya	Mining South Africa	Total
Intangible assets	1	-	-	1
Property, plant and equipment	55	40	-	95
Investments recorded using the equity method	-	-	-	-
Non-current financial assets	6	-	22	28
Deferred tax assets	-	-	-	-
NON-CURRENT ASSETS	62	40	22	124
Inventories	-	8	-	-
Trade and other receivables	41	9	-	50
Other current financial assets	-	1	-	1
Cash and cash equivalents	45	-	19	64
CURRENT ASSETS	86	18	19	123
TOTAL ASSETS	148	58	41	240
Grants	9	-	-	9
Non-current provisions	1	-	8	9
Non-current financial liabilities	2	-	-	2
Deferred tax liabilities	2	9	-	11
Other non-current liabilities	0	-	-	0
NON-CURRENT LIABILITIES	14	9	8	31
Current financial liabilities	3	29	-	32
Trade and other payables	20	2	-	22
Other current liabilities	-	5	-	5
CURRENT LIABILITIES	23	36	-	59
TOTAL LIABILITIES	37	45	8	90

At 31 December 2017, the detail by nature of assets classified as held for sale and the associated liabilities is as follows:

	Gas distribution Italy	Gas distribution Colombia	Electricity distribution Moldova	Gas supply Italy	International Electricity Kenya	Total
Intangible assets	597	-	6	35	-	638
Property, plant and equipment	26	-	116	3	43	188
Investments recorded using the equity method	-	327	-	-	-	327
Non-current financial assets	2	-	15	1	-	18
Deferred tax assets	25	-	-	6	-	31
NON-CURRENT ASSETS	650	327	137	45	43	1,202
Inventories	1	-	-	31	8	40
Trade and other receivables	60	-	51	175	15	301
Other current financial assets	1	-	-	2	-	3
Cash and cash equivalents	86	-	49	1	-	136
CURRENT ASSETS	148	-	100	209	23	480
TOTAL ASSETS	798	327	237	254	66	1,682
Grants	-	-	9	-	-	9
Non-current provisions	6	-	-	2	-	8
Non-current financial liabilities	44	-	3	-	-	47
Deferred tax liabilities	20	-	2	-	9	31
Other non-current liabilities	-	-	-	19	-	19
NON-CURRENT LIABILITIES	70	-	14	21	9	114
Current financial liabilities	219	-	3	69	37	328
Trade and other payables	40	-	29	90	4	163
Other current liabilities	11	-	-	-	5	16
CURRENT LIABILITIES	270	-	32	159	46	507
TOTAL LIABILITIES	340	-	46	180	55	621

Breakdowns by nature of the “Profit for the year from discontinued operations net of taxes” item in the consolidated income statement for the six-month period ended 30 June 2018 and 2017 are as follows:

	Gas distribution Italy	Gas distribution Colombia	Electricity distribution Moldova	Gas supply Italy	International Electricity Kenya	Mining South Africa	Total
2018							
Revenue	7	-	149	36	17	41	250
Procurements	-	-	(123)	(30)	(7)	(21)	(181)
Other operating income	2	-	-	1	1	-	4
Personnel costs	(1)	-	(5)	(2)	(1)	(11)	(20)
Other operating expenses	(3)	-	(7)	(1)	(4)	(8)	(23)
Release of fixed assets grants to income and other	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	5	-	14	4	6	1	30
Depreciation and amortisation	-	-	-	-	-	(13)	(13)
Impairment of credit losses	-	-	-	(1)	-	-	(1)
Other results ⁽¹⁾	58	-	(73)	130	(7)	(141)	(33)
EBIT	63	-	(59)	133	(1)	(153)	(17)
Financial income	-	-	1	-	-	1	2
Financial expenses	-	-	(1)	-	(2)	(1)	(4)
Variations in fair value of financial instruments	-	-	-	-	-	-	-
Exchange differences	-	-	-	-	-	-	-
NET FINANCIAL INCOME/(EXPENSE)	-	-	-	-	(2)	-	(2)
Profit/(loss) of companies measured by the equity method	-	7	-	-	-	-	7
PROFIT BEFORE TAXES	63	7	(59)	133	(3)	(153)	(12)
Corporate income tax	(1)	-	(2)	(1)	(2)	3	(3)
NET INCOME FOR THE PERIOD FROM CONTINUING OPERATIONS	62	7	(61)	132	(5)	(150)	(15)
Attributed to:							
The parent company	62	7	(61)	132	(4)	(110)	26
Non-controlling interests	-	-	-	-	(1)	(40)	(41)

(1) Includes the gain for the sale of the Italy business interest (Euros 188 million) and the impact of the devaluation of the carrying amount of the investments to measure it at fair value less sale costs as well as the previous impairment recognised.

	Gas distribution Italy	Gas distribution Colombia	Electricity distribution Moldova	Gas supply Italy	International electricity Kenya	Mining South Africa	Total
2017							
Revenue	46	407	110	84	28	39	714
Procurements	-	(289)	(84)	(58)	(14)	(18)	(463)
Other operating income	6	-	-	-	1	1	8
Personnel costs	(6)	(6)	(4)	(3)	(1)	(12)	(32)
Other operating expenses	(17)	(37)	(6)	(10)	(4)	(7)	(81)
Release of fixed assets grants to income and other	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	29	75	16	13	10	3	146
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(12)	(8)	(3)	(1)	(4)	(15)	(43)
Impairment of credit losses	-	(2)	-	(4)	-	-	(6)
Other results	-	-	-	-	-	-	-
EBIT	17	65	13	8	6	(12)	97
Financial income	-	10	2	-	(2)	-	10
Financial expenses	(1)	(6)	(1)	-	-	-	(8)
Exchange differences	-	-	-	-	-	-	-
FINANCIAL REVENUES/(EXPENSES)	(1)	4	1	-	(2)	-	2
Profit/(loss) on equity method companies	-	-	-	-	-	-	-
PROFIT BEFORE TAXES	16	69	14	8	4	(12)	99
Corporate income tax	(5)	(27)	(2)	(2)	(2)	3	(35)
PROFIT FOR THE YEAR FROM DISCONTINUED OPERATIONS	11	42	12	6	2	(9)	64
Attributable to:							
The parent company	11	23	12	6	2	(7)	47
Non-controlling interests	-	19	-	-	-	(2)	17

Set out below is a breakdown of the total comprehensive income from this business during the six-month period ended 30 June 2018 and 2017:

	Gas distribution Italy	Gas distribution Colombia	Electricity distribution Moldova	Gas supply Italy	International electricity Kenya	Mining South Africa	Total
2018							
Consolidated profit/(loss) for the year	62	7	(61)	132	(5)	(150)	(15)
Other comprehensive income recognised directly in equity:							
Financial assets at fair value through other comprehensive income	-	-	-	-	-	(18)	(18)
Currency translation differences	-	-	8	-	-	(8)	-
Transfers to the income statement							
Currency translation differences	-	-	-	-	-	-	-
Total comprehensive income for the year	62	7	(53)	132	(5)	(176)	(33)
2017							
Consolidated profit/(loss) for the year	11	42	12	6	2	(9)	64
Other comprehensive income recognised directly in equity:							
Currency translation differences	-	14	4	-	(3)	(11)	4
Transfers to the income statement							
Currency translation differences	-	-	-	-	-	-	-
Total comprehensive income for the year	11	56	16	6	(1)	(20)	68

The cash flows from discontinued operations included in the consolidated cash flow statements are:

Cash flow from:	For the six months period ended 30 June	
	2018	2017
Operation	48	88
Investment	(6)	(28)
Financing	-	(48)

Transactions by the companies making up the discontinued business with other group companies are not material.

Note 10. Attributed

Share capital and share premium

There were no changes in the number of shares or in the "Share capital" and "Share premium" accounts during the first half of 2018 or during 2017.

On 22 February 2018, Repsol reached an agreement to sell its 20.072% stake in the capital of Naturgy Energy Group, S.A. to Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U., a company controlled by funds advised by CVC. The transaction was completed on 18 May 2018, with the result that Repsol, S.A. ceased to be a shareholder of the company.

Treasury shares

Movements during the first half of 2018 and 2017 involving the treasury shares of Naturgy Energy Group, S.A. are as follows:

	Number of shares	In million euro	% Capital
At 1 January 2018	-	-	-%
Acquisitions	5,336,599	105	0.5%
Share ownership plan	(354,422)	(7)	-
Disposals	(4,982,177)	(98)	(0.5%)
At 30 June 2018	-	-	-
	Number of shares	In million euro	% Capital
At 01 January 2017	750,545	13	0.1%
Acquisitions	3,030,164	60	0.3%
Share ownership plan	(336,625)	(7)	-
Disposals	(3,062,734)	(58)	(0.3%)
At 30 June 2017	381,350	8	-

In the first half of 2018, losses on transactions involving treasury shares of Naturgy amounted to Euros 0.1 million, recognised under “Other reserves” (Euros 0.5 million profit in the first half of 2017).

Executing the resolutions adopted by the Shareholders' Meeting of Naturgy Energy Group, S.A. on 20 April 2017, the Share Ownership Plan 2017-2018-2019 for Naturgy employees in Spain who voluntarily applied was implemented for 2018. The Plan enables participants to collect part of their 2018 compensation in the form of shares of the Company, up to a limit of Euros 12,000 per year. During the first half of 2018, 354,422 own shares were acquired for an amount of Euros 7 million for delivery to the participants of the Plan (336,625 own shares for an amount of Euros 7 million during the first half of 2017).

Movements during the first half of 2018 and 2017 involving own shares of Compañía General de Electricidad, S.A. and CGE Gas Natural, S.A. are as follows:

	Number of shares		In million euro
	Compañía General de Electricidad, S.A.		
		CGE Gas Natural, S.A.	
At 1 January 2018	6,466,178	5,373,555	9
Acquisitions	1,936,176	-	2
Disposals	(5,105,914)	-	(5)
At 30 June 2018	3,296,440	5,373,555	6

	Number of shares		In million euro
	Compañía General de Electricidad, S.A.		
		CGE Gas Natural, S.A.	
At 1 January 2017	8,695,395	8,695,395	8
Acquisitions	5,105,914	5,373,555	5
Disposals	-	-	-
At 30 June 2017	13,801,309	14,068,950	13

The shares registered in 2016 were acquired following the merger in which Compañía General de Electricidad, S.A. was absorbed into Gas Natural Chile, S.A., as a result of which the shareholders of both companies obtained a right of withdrawal under which they were able to sell their shares to the company. This right was exercised by 44 shareholders holding 8,695,395 shares in Compañía General de Electricidad, S.A., equivalent to 0.4% of capital.

On 14 December 2016, an extraordinary shareholders' meeting was held which approved the merger by absorption of Transnet, S.A. into Compañía General de Electricidad, S.A. On 8 February 2017 the withdrawal period for dissenting shareholders of Compañía General de Electricidad, S.A. and Transnet, S.A. with respect to said merger expired. Twelve shareholders owning 5,098,044 shares in Compañía General de Electricidad, S.A. and six shareholders owning 7,870 shares in Transnet, S.A. exercised their withdrawal right.

On 30 November 2017, an Extraordinary Shareholders' Meeting of Compañía General de Electricidad, S.A. approved the merger of the company with its subsidiaries CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica, S.A. and Empresa Eléctrica Atacama, S.A. as a result of which the shareholders of these companies were entitled to withdraw by selling their shares to the company. A total of 60 shareholders owning 1,936,176 shares exercised that right.

Treasury shares resulting from the right of withdrawal must be disposed of in the securities market within a maximum of one year, at the end of which they must be redeemed if they have not been sold. In 2018, capital stock was reduced since 5,105,914 shares in treasury stock had not been subscribed for by the deadline of one year from their payment date.

Earnings per share

Earnings per share are calculated by dividing “Net income attributable to the equity holders of the parent company” by the average weighted number of ordinary shares outstanding during the year.

	At 30/06/2018	At 30/06/17
Income attributable to equity holders of the parent company	(3,281)	550
Weighted average number of ordinary shares in issue	1,000,462,104	1,000,518,692
Earnings/(losses) per share from continuing operations (in euro):		
- Basic	(3.31)	0.50
- Diluted	(3.31)	0.50
Earnings/(losses) per share from discontinued operations (in euro):		
- Basic	0.03	0.05
- Diluted	0.03	0.05

The average weighted number of ordinary shares used in the calculation of earnings per share in the first half of 2018 and 2017 is as follows:

	2018	2017
Weighted average number of ordinary shares	1,000,689,341	1,000,689,341
Weighted average number of treasury shares	(227,237)	(170,649)
Weighted average number of shares outstanding	1,000,462,104	1,000,518,692

The Parent Company has no financial instruments that could dilute the earnings per share.

Dividends

Set out below is a breakdown of the payments of dividends made in the six-month period ended 30 June 2018 and 2017:

	30/06/2018			30/06/2017		
	% of Nominal	Euros per share	Amount	% of Nominal	Euros per share	Amount
Ordinary shares	-	-	-	67%	0.67	671
Other shares (non-voting, redeemable, etc.)	-	-	-	-	-	-
Total dividends paid	-	-	-	67%	0.67	671
a) Dividends charged to income statement	-	-	-	67%	0.67	671
b) Dividends charged to reserves or share premium account	-	-	-	-	-	-
c) Dividends in kind	-	-	-	-	-	-

30 June 2018

The General Shareholders Meeting held on 27 June 2018 approved a supplementary dividend of Euros 0.670 per share for a total of Euros 671 million, paid entirely in cash on 5 July 2018.

The Board of Directors declares, on 24 July 2018, an interim dividend out of 2018 profits of Euros 0.280 per share, to be paid entirely in cash on 31 July 2018.

The Parent company has sufficient liquidity to pay out the interim dividend at the approval date, pursuant to the Spanish Companies Act. The Parent company's provisional liquidity statement drawn up by the Directors at 24 July 2018 is as follows:

Profit after tax	5,597
Reserves to be recognised	-
Maximum amount distributable	5,597
Forecast interim dividend payment	280
Cash resources	2,564
Debt issue and undrawn credit facilities	6,555
Total liquidity	9,119

30 June 2017

The General Shareholders Meeting held on 20 April 2017 approved a supplementary dividend of Euros 0.670 per share for a total of Euros 671 million, paid on 27 June 2017.

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

Other equity components

The movement in other components of equity is presented for each item in the Consolidated Statement of Comprehensive Income, detailing the tax effect.

The "Currency translation differences" item includes the exchange differences described in Note 3.4.2 to the 2017 consolidated financial statements as a result of the euro's fluctuation against the main currencies of Naturgy's foreign companies.

Non-controlling interests

Movements in non-controlling interests during the six-month period ended 30 June 2018 are as follows:

Balance at 31/12/2017	3,571
Impact of first-time application of new standards (Note 3.5)	(13)
Balance at 31/12/2017	3,558
Total comprehensive income for the period	56
Distribution of dividends	(269)
Payments for perpetual subordinated bonds	(17)
Sale of 20% of the gas distribution business in Spain without loss of control (Note 3.6).	458
CGE, S.A.'s own shares amortisation	(5)
Other changes	(3)
Balance at 30/06/2018	3,778

On 3 August 2017, Naturgy signed an agreement to sell 20% of the natural gas distribution business in Spain to a consortium made up of Allianz Capital Partners and Canada Pension Plan Investment Board for Euros 1,500 million.

On 19 March 2018, once the necessary regulatory and competition-related approvals had been obtained, Naturgy transferred 20% of Holding de Negocios de Gas, S.A. to the aforementioned consortium. As this was a sale of a non-controlling interest that did not entail loss of control, it was recognised as a transaction with shareholders or owners, entailing an increase in the balance of the Non-controlling interests account in the amount of Euros 458 million and an increase in Reserves in the amount of Euros 1,016 million.

Note 11. Provisions

The breakdown of provisions at 30 June 2018 and 31 December 2017 is as follows:

	At 30/06/2018	At 31/12/2017
Provisions for employee obligations	456	465
Other provisions	699	664
Total non-current provisions	1,155	1,129
Total current provisions	118	183
Total	1,273	1,312

The "Other provisions" heading mainly includes provisions set up to cover obligations derived from decommissioning and tax claims, as well as lawsuits and arbitration, insurance and other liabilities. Note 21 contains further information on contingent liabilities.

Note 12. Revenue

Set out below is a breakdown of this heading for the six-month period in 2017 and 2018 in categories following segment structure:

For the period ended 30 June 2018	Gas and Power	Infrastructure EMEA	Infrastructure LatAm South	Infrastructure LatAm North	Rest	Total
Sales of gas and access to distribution networks	3,179	579	1,336	258	5	5,357
Sales of electricity and access to distribution networks	2,536	404	1,069	376	-	4,385
LNG sales	1,795	-	-	-	-	1,795
New subscriptions and facilities verification	-	32	6	6	-	44
Rental of facilities, maintenance and other services	460	9	82	14	30	595
Total	7,970	1,024	2,493	654	35	12,176

For the period ended 30 June 2017 ⁽¹⁾	Gas and Power	Infrastructure EMEA	Infrastructure LatAm South	Infrastructure LatAm North	Rest	Total
Sales of gas and access to distribution networks	3,100	599	1,554	253	-	5,506
Sales of electricity and access to distribution networks	2,241	390	1,194	406	14	4,245
LNG sales	1,124	-	-	-	-	1,124
New subscriptions and facilities verification	-	26	6	10	-	42
Rental of facilities, maintenance and other services	510	4	91	19	28	652
Total	6,975	1,019	2,845	688	42	11,569

(1) The consolidated income statement for the six-month period ended 30 June 2017 was restated by reclassifying to discontinued operations in accordance with IFRS 5 (Notes 3.4 & 9).

Reporting by geographic area

Naturgy's revenue for the six-month periods ended in 2018 and 2017 by country of destination is analysed below:

	2018	2017 ⁽¹⁾
Spain	5,775	5,283
Rest of Europe	1,394	1,380
France	746	678
Portugal	222	217
Italy	42	141
United Kingdom	64	63
Ireland	88	76
Belgium	77	68
The Netherlands	66	58
Others Europe	89	79
Latin America	3,836	4,293
Chile	1,507	1,824
Brazil	761	804
Mexico	654	742
Panama	379	409
Argentina	337	330
Puerto Rico	98	118
Dominican Republic	81	54
Rest Latin America	19	12
Other	1,171	613
China	213	39
India	180	233
Japan	169	46
Pakistan	112	-
Egypt	178	65
Rest of countries	319	230
Total	12,176	11,569

(1) The consolidated income statement for the six-month period ended 30 June 2017 was restated by reclassifying to discontinued operations (Notes 3.4 & 9).

Note 13. Procurements

Set out below is a breakdown of this heading for the six-month period in 2017 and 2018:

	For the period ended 30 June	
	2018	2017 ⁽¹⁾
Energy purchases	7,683	7,070
Access to transmission networks	1,021	917
Other purchases and changes in inventories	203	276
Total	8,907	8,263

(1) The consolidated income statement for the six-month period ended 30 June 2017 was restated by reclassifying to discontinued operations in accordance with IFRS 5 (Notes 3.4 & 9).

Note 14. Personnel costs

Set out below is a breakdown of this heading for the six-month period in 2017 and 2018:

	For the period ended 30 June	
	2018	2017 ⁽¹⁾
Wages and salaries	390	403
Social security costs	61	66
Defined contribution plans	21	22
Own work capitalised	(56)	(55)
Other	48	33
Total	464	469

(1) The consolidated income statement for the six-month period ended 30 June 2017 was restated by reclassifying to discontinued operations in accordance with IFRS 5 (Notes 3.4 & 9).

The average number of employees of Naturgy for the six-month periods ended 30 June 2018 and 2017 is as follows:

	For the period ended 30 June	
	2018	2017 (1)
Men	10,198	10,494
Women	4,284	4,223
Total	14,482	14,717

(1) Restated in accordance with IFRS 5 (Notes 3.4 and 8).

The calculation of the average number of employees of Naturgy take into account the jointly-controlled assets and operations average number of employees prorated with their participation interest that amounted 191 persons (189 persons at 30 June 2017).

As a result of the application of IFRS 5, which entailed the classification of the gas distribution and supply business in Italy, the gas distribution business in Colombia, the electricity distribution business in Moldova, the electricity generation business in Kenya and the mining business in South Africa as discontinued operations, the calculation of the average number of employees in the current period and in the comparative figures for the previous year omitted the average number of employees in companies classified as discontinued operations, totalling 2,351 persons (2,386 persons at 30 June 2017).

In addition, the average number of employees at equity-method companies stands at 824 persons at 30 June 2018 (837 persons at 30 June 2017).

Note 15. Other operating expenses

Set out below is a breakdown of this heading for the six-month period in 2017 and 2018:

	For the period ended 30 June	
	2018	2017 (1)
Taxes	237	225
Operation and maintenance	188	165
Advertising and other commercial services	101	148
Professional services and insurance	67	82
Supplies	39	42
Construction or refurbishment services	56	71
Services to customers	36	37
Leases	34	31
Other	147	134
Total	905	935

(1) The consolidated income statement for the six-month period ended 30 June 2017 was restated by reclassifying to discontinued operations in accordance with IFRS 5 (Notes 3.4 & 9).

Note 16. Depreciation, amortisation and impairment losses

Set out below is a breakdown of this heading for the six-month period in 2017 and 2018:

	For the period ended 30 June	
	2018	2017 (1)
Amortisation charge	832	800
Impairment losses (Note 4 and 6)	4,333	-
Total	5,165	800

(1) The consolidated income statement for the six-month period ended 30 June 2017 was restated by reclassifying to discontinued operations in accordance with IFRS 5 (Notes 3.4 & 9).

Note 17. Net financial income

Set out below is a breakdown of this heading for the six-month period in 2017 and 2018:

	For the period ended 30 June	
	2018	2017 ⁽¹⁾
Dividends	8	6
Interest income	12	15
Other financial income	36	36
Total financial income	56	57
Cost of borrowings	(286)	(328)
Interest expense for pension plans	(6)	(4)
Other financial expense	(70)	(72)
Total financial expense	(362)	(404)
Fair-value measurement of financial derivatives:	(1)	-
Derivative financial instruments	(1)	-
Net exchange differences	1	(2)
Gains/(losses) on disposals of financial instruments	-	-
Net financial income	(306)	(349)

(1) The consolidated income statement for the six-month period ended 30 June 2017 was restated by reclassifying to discontinued operations in accordance with IFRS 5 (Notes 3.4 & 9).

Note 18. Tax situation

The corporate income tax expense is as follows:

	For the period ended 30 June	
	2018	2017
Current-year tax	5	152
Deferred tax	(931)	31
Total	(926)	183

(1) The consolidated income statement for the six-month period ended 30 June 2017 was restated by reclassifying to discontinued operations in accordance with IFRS 5 (Notes 3.4 & 9).

The effective tax rate as of 30 June 2018, based on the best estimate of the effective tax rate for the full year, without taking into account all the non-recurrent impacts of the impairments and the decrease of the deferred taxes due to the Chile merges, was 21.7%, compared with 21.5% in the same period of the previous year.

Part of the asset impairment and write-downs recognised as at 30 June 2018 (Notes 4 & 6) will be tax deductible in future years and, consequently, timing differences were recognised, with a deferred tax income in the amount of Euros 904 million.

On 31 May 2018, following the process of business reorganisation and structure simplification in Chile, Compañía General de Electricidad, S.A. absorbed its subsidiaries Empresa Eléctrica de Arica, S.A., Empresa Eléctrica de Iquique, S.A. and Empresa Eléctrica de Antofagasta, S.A. The resulting goodwill was allocated to the value for tax purposes of the non-monetary assets received from the absorbed company, equivalent to their carrying amount at the date of the transaction, which resulted in a decrease in deferred tax liabilities of Euros 42 million with a balancing entry under Corporate income tax in the consolidated income statement.

Note 19. Information on transactions with related parties

Related parties are as follows:

- Significant shareholders of Naturgy, i.e. those directly or indirectly owning an interest of 5% or more, and those who, though not significant, have exercised the power to propose the appointment of a member of the Board of Directors.

Based on this definition, the significant shareholders of Naturgy are Fundació Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ("la Caixa"), Repsol, S.A. (Repsol) up to 17 May 2018, Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U. (a company controlled by funds advised by CVC) since 18 May 2018, and Global Infrastructure Partners III (GIP) and related companies.

- Directors and executives of the company, and their immediate families. The term "director" means a member of the Board of Directors; "executive" means a member of the Management Committee of Naturgy and the Internal Audit Director. Transactions with directors and executives are disclosed in Note 17.
- Transactions between Group companies form part of ordinary activities and are effected at arm's length. Group company balances include the amount that reflects Naturgy's share of the balances and transactions with companies consolidated under the equity method.

As at 1 January 2018 Naturgy has ceased to consider CaixaBank and the companies in its consolidated group as related parties. However, CriteriaCaixa and the companies in its consolidated group are considered as related parties as requirements established by international and commercial regulation are still met.

The overall amounts of transactions with significant shareholders are as follows, in thousand euro:

Expense and Income (thousand euros)	For the six-month period ended 30 June 2018					For the six-month period ended 30 June 2017			
	Significant shareholders					Significant shareholders			
	"la Caixa" Group (*)	Repsol Group (**)	Rioja Bidco/CVC Capital Partners (***)	GIP Group	Group companies	"la Caixa" Group	Repsol Group	GIP Group	Group companies
Financial expenses	-	-	-	-	2	816	-	-	25
Leases	-	-	-	-	3	-	-	-	2
Receipt of services	7	3,944	-	-	5,717	7,669	7,930	-	5,671
Purchases of goods (1)	-	160,003	-	-	170,737	-	196,731	-	172,710
Other expenses (2)	-	-	-	-	-	10,753	-	-	-
Total expenses	7	163,947	-	-	176,459	19,238	204,661	-	178,408
Financial income	-	-	-	-	2,178	330	-	-	108
Leases	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Provision of services	36	20,545	-	-	11,612	224	127	-	11,163
Sale of goods (1)	1,215	367,115	-	-	12,951	484	382,516	-	34,995
Other income	-	-	-	-	1,052	-	-	-	1,187
Total income	1,251	387,660	-	-	27,793	1,038	382,643	-	47,453

Other transactions (in thousand Euros)	For the six-month period ended 30 June 2018					For the six-month period ended 30 June 2017			
	Significant shareholders					Significant shareholders			
	"la Caixa" Group (*)	Repsol Group (**)	Rioja Bidco/CVC Capital Partners (***)	GIP Group	Group companies	"la Caixa" Group	Repsol Group	GIP Group	Group companies
Acquisition of property, plant and equipment, intangible assets or other assets (3)	-	295	-	-	-	-	10,147	-	-
Finance agreements: loans and capital contributions (lender) (4)	-	-	-	-	2,810	362,737	-	-	3,995
Sale of property, plant and equipment, intangibles or other assets (5)	-	-	-	-	-	157,220	-	-	-
Financing agreements: loans and capital contributions (borrower) (6)	-	-	-	-	-	121,325	-	-	-
Warranties and guarantees received	-	-	-	-	-	137,500	-	-	-
Dividends and other profits distributed	-	-	-	-	-	163,854	134,575	134,092	-
Other operations (7)	-	-	-	-	-	472,100	-	-	-

(*) Since 1 January 2018, only transactions with Fundación la Caixa and CriteríaCaixa are reported.

(**) Up to 17 May 2018.

(***) Since 18 May 2018.

- (1) Includes basically purchases and sales of energy. In the case of group companies, relates basically to transactions with Unión Fenosa Gas.
- (2) Includes contributions to pension plans, group insurance policies, life insurance and other expenditure.
- (3) Basically includes the purchase of LPG supply points, under the agreement with Repsol Butano dated 30 September 2015, that are located in the area of influence of its existing distribution zones and which is being completed as the relevant administrative authorisations are obtained.
- (4) Includes cash and cash equivalents.
- (5) Includes basically the assignment of debt claims (factoring without recourse) to "laCaixa" in the period.
- (6) At 30 June 2017, credit facilities arranged with the "La Caixa" Group amounted to Euros 569,000 thousand, no amounts having been utilised. At 30 June 2017, other loans amounted to Euros

121,325 thousand.

- (7) At 30 June 2017, the "Other transactions" heading referring to the "La Caixa" Group includes Euros 345,037 thousand in foreign exchange hedges and Euros 127,063 thousand in interest rate hedges.

Note 20. Information on members of the Board of Directors and senior management personnel

Board of Directors Remuneration

Remuneration accrued to the members of the Board of Directors of Naturgy Energy Group, S.A. by virtue of their membership of the Board and Board committees totalled Euros 2,435 thousand at 30 June 2018 (Euros 2,546 thousand at 30 June 2017).

At 31 December 2017, the Board of Directors comprised 17 members. On 6 February 2018, the Board of Directors resolved to appoint a new Executive Chairman following the departure of the CEO and the Chairman, as a result of which the number of Board members was reduced to 16.

Finally, on 27 June 2018, the Shareholders' Meeting approved the reduction in the number of members of the Board of Directors to 12. It also eliminated the Executive Committee and established the number of members of the Audit Committee at 7 and the number of members of the Appointments and Remuneration Committee at 7.

Up to 6 February 2018, the amounts accrued to the Chief Executive Officer for executive functions in the form of fixed remuneration, annual variable remuneration, multi-year variable remuneration and other items totalled Euros 130 thousand, Euros 115 thousand, Euros 898 thousand and Euros 4 thousand, respectively, at 30 June 2018 (Euros 642 thousand, Euros 526 thousand, Euros 428 thousand and Euros 4 thousand at 30 June 2017). Additionally, he collected the indemnity provided for consisting of three years' total remuneration and the compensation for the non-compete clause consisting of one year's total remuneration amounting to Euros 14,248 thousand. Contributions to pension plans and group insurance policies, together with life insurance premiums paid, totalled Euros 18 thousand at 30 June 2018 (Euros 167 thousand at 30 June 2017).

From 6 February 2018, the amounts accrued to the Executive Chairman for executive functions in the form of fixed remuneration, annual variable remuneration and other items totalled Euros 359 thousand, Euros 789 thousand and Euros 4 thousand, respectively, at 30 June 2018.

Contributions to pension plans and group insurance policies, together with life insurance premiums paid, totalled Euros 216 thousand at 30 June 2018.

Senior management remuneration

For the sole purposes of the information contained in this section, "senior management personnel" refers to the executives who report directly to the company's chief executive, and also the Internal Audit Director. In the first half of 2018, a total of 12 persons were classified as "senior management personnel", one of whom joined in April 2017.

Remuneration accrued to senior management personnel totalled Euros 4,461 thousand at 30 June 2018 (Euros 4,859 thousand at 30 June 2017).

Contributions to pension plans and group insurance policies, together with life insurance premiums paid, totalled Euros 729 thousand at 30 June 2018 (Euros 1,327 thousand at 30 June 2017).

On 21 May 2018, the Board of Directors resolved to restructure its business and appoint the area heads as executives effective 1 July 2018. Since this information refers to the period ended 30 June 2017, it considers the "senior management personnel" structure in force on 30 June 2018, without the organisation changes.

Transactions with members of the Board of Directors and senior management personnel

The Board members and senior management personnel have not carried out any transactions outside the ordinary course of business or other than on arm's-length terms with Naturgy Energy Group, S.A. or with Group companies.

Note 21. Contingent assets and liabilities

In relation to the information on lawsuits and arbitration contained in the caption Contingent assets and liabilities in Note 35 "Commitments and contingent liabilities" in the consolidated financial statements for the year ended 31 December 2017, there were no material changes in their status during the first six months of 2018, except for the ones mentioned in Note 6 relating to Unión Fenosa Gas.

Note 22. Events after the reporting date

There have not been significant events after the reporting date, 30 June 2018, and the formulation date of the present Condensed interim consolidated financial statements.

APPENDIX I: CHANGES IN CONSOLIDATION SCOPE

The main consolidation scope changes during the first half of 2018 are as follows:

Company name	Transaction category	Effective date of transaction	Voting rights acquired /eliminated (%)	Voting rights after the transaction (%)	Consolidation method after the transaction
Compañía General de Electricidad, S.A.	Amortisation of own shares	1 February	0.3	97.3	Full
Gas Natural Italia S.P.A.	Disposal	22 February	100.0	-	-
Nedgia, S.P.A.	Disposal	22 February	100.0	-	-
Gas Natural Vendita Italia, S.P.A.	Disposal	22 February	100.0	-	-
Cilento Reti Gas, S.R.L.	Disposal	22 February	60.0	-	-
Guimaranía I Solar Spe Ltda.	Acquisition	16 March	100.0	100.0	Full
Guimaranía II Solar Spe Ltda.	Acquisition	16 March	100.0	100.0	Full
Holding de Negocios de Gas, S.A.	Disposal	29 March	20.0	80.0	Full
Global Power Generation Brasil Geração de Energia Ltda.	Incorporation	3 April	100.0	100.0	Full
Tratamiento Cinca Medio, S.L En liquidación	Acquisition	5 April	10.0	90.0	Full
Tratamiento Almazán, S.L, En liquidación	Acquisition	5 April	10.0	100.0	Full
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L., en liquidación	Acquisition	5 April	5.0	65.0	Full
Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L. En liquidación	Acquisition	5 April	5.6	100.0	Full
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd. en liquidación	Liquidation	16 April	56.7	-	-
Societat Eòlica de l'Enderrocada, S.A.	Capital reduction	10 May	0.2	79.8	Full
Serviconfort Colombia, S.A.S.	Disposal	1 June	100.0	-	-
Gas Natural, S.A. ESP	Disposal	1 June	41.9	-	-
Gas Natural del Oriente, S.A. ESP	Disposal	1 June	54.5	-	-
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP	Disposal	1 June	77.5	-	-
Gas Natural Servicios, S.A.S.	Disposal	1 June	100.0	-	-
Gas Natural del Cesar, S.A. ESP	Disposal	1 June	62.2	-	-

The main changes in the consolidation scope in 2017 were as follows:

Company name	Transaction category	Effective date of transaction	Voting rights acquired /eliminated (%)	Voting rights after the transaction (%)	Consolidation method after the transaction
Línea Trasmisión Cabo Leones, S.A.	Disposal	1 January	50.0	-	-
Proyectos Balmes México, S.A. DE C.V.	Incorporation	1 January	100.0	100.0	Full
Gas Natural Fenosa LNG Singapore PTE. LTD.	Incorporation	1 January	100.0	100.0	Full
Vayu Energy, B.V.	Liquidation	28 February	100.0	-	-
Arte Contemporáneo y Energía, A.I.E.	Liquidation	26 April	100.0	-	-
Lanzagorta y Palmes 2, S.L.	Acquisition	7 June	100.0	100.0	Full
Compañía General de Electricidad, S.A.	Capital increase	1 July	0.3	96.9	Full
Compañía General de Electricidad, S.A.	Amortisation of own shares	30 November	0.1	97.0	Full
CGE Gas Natural, S.A.	Capital increase	1 July	5.7	91.7	Full
CGE Gas Natural, S.A.	Amortisation of own shares	11 December	0.4	92.1	Full
Global Power Generation Australia Pty, Ltd.	Acquisition	5 July	1.7	98.7	Full
Parque Eólico Vientos del Pacífico, S.p.A	Acquisition	7 July	100.0	100.0	Full
GPG Solar Chile 2017, S.p.A.	Acquisition	21 August	100.0	100.0	Full
Agua Negra S.A.	Capital increase	25 September	3.1	100.0	Full
Energía San Juan S.A.	Capital increase	25 September	3.1	100.0	Full
Los Andes Huarpes S.A.	Capital increase	25 September	3.5	100.0	Full
El Gritón Solar S.A. de C.V.	Acquisition	26 October	80.0	80.0	Full
Gas Natural Fenosa Renovables Ruralia, S.L.U.	Acquisition	20 November	24.0	75.0	Full
Operación y Mantenimiento Energy Mexico, S.A. de C.V. en Liquidación	Liquidation	6 December	100.0	-	-
Infraestructuras Eléctricas La Mudarra, S.L.	Acquisition	13 December	2.8	36.6	Equity method
Castrios, S.A.	Disposal	14 November	33.3	-	-
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Liquidation	10 November	50.0	-	-
Gas Natural, S.A. ESP	Disposal	22 December	17.2	41.9	Equity method
Inimo Ingeniería, S.L.	Acquisition	27 December	100.0	100.0	Equity method

Naturgy Energy Group, S.A.

Condensed interim financial statements at 30 June 2018

Content	A Page
Interim balance sheet	1
Interim income statement	3
Interim statement of changes in equity	4
Interim cash flow statement	6
Notes to the condensed interim financial statements	7

Naturgy Energy Group, S.A.
Interim balance sheet

(million euro)

	30.06.18	31.12.17
NON-CURRENT ASSETS	32,020	29,453
Intangible assets	72	114
Goodwill	68	109
Other intangible assets	4	5
Property, plant and equipment	145	151
Land and buildings	130	134
Other property, plant and equipment	15	17
Long-term investments in group companies and associates	31,656	29,015
Equity instruments	12,649	13,400
Loans to companies	19,007	15,615
Long-term investments	17	40
Equity instruments	5	5
Derivatives	--	8
Other financial assets	12	27
Deferred tax assets	130	133
CURRENT ASSETS	4,424	4,512
Trade and other receivables	746	650
Trade receivables	138	121
Trade receivables, group companies and associates	409	345
Sundry receivables	171	155
Current tax assets	27	29
Public Administrations	1	--
Short-term investments in group companies and associates	1,004	2,223
Loans to companies	972	1,480
Other financial assets	32	743
Short-term financial assets	109	85
Derivatives	51	56
Other financial assets	58	29
Short-term prepayments and accrued expenses	1	1
Cash and cash equivalents	2,564	1,553
Cash at banks and in hand	1,965	1,453
Other cash equivalents	599	100
TOTAL ASSETS	36,444	33,965

Notes 1 to 8 are an integral part of the condensed interim financial statements.

Naturgy Energy Group, S.A.
Interim balance sheet

(million euro)

	30.06.18	31.12.17
EQUITY	18,389	13,466
SHAREHOLDERS' FUNDS	18,400	13,473
Capital	1,001	1,001
Authorised capital	1,001	1,001
Share premium	3,808	3,808
Reserves	7,994	7,971
Legal and statutory	300	300
Other reserves	7,694	7,671
Profit for the year	5,597	1,023
Interim dividend	--	(330)
ADJUSTMENTS FOR CHANGES IN VALUE	(11)	(7)
Hedging operations	(11)	(7)
NON-CURRENT LIABILITIES	13,671	16,113
Long-term provisions	475	465
Long-term post-employment obligations	286	272
Other provisions	189	193
Long-term borrowings	2,109	3,912
Bank borrowings	2,055	3,851
Derivatives	40	47
Other financial liabilities	14	14
Long-term payable to group companies and associates	10,872	11,508
Deferred tax liabilities	214	227
Long-term accruals and deferred income	1	1
CURRENT LIABILITIES	4,384	4,386
Short-term borrowings	1,126	328
Bank borrowings	384	270
Derivatives	46	44
Other financial liabilities	696	14
Short-term payable to group companies and associates	2,466	3,307
Trade and other payables	792	751
Trade payables	244	194
Trade payables, group companies and associates	249	289
Sundry payables	181	140
Personnel (outstanding remuneration)	17	45
Current tax liabilities	15	--
Other amounts payable to Public Administrations	86	83
TOTAL EQUITY AND LIABILITIES	36,444	33,965

Notes 1 to 8 are an integral part of the condensed interim financial statements.

Naturgy Energy Group, S.A.
Interim income statement

(million euro)

	30.06.18	30.06.17
Revenue	2,164	2,322
Sales	1,581	1,494
Income from equity instruments of group companies and associates	326	607
Income from marketable securities and other financial instruments of group companies and associates	257	221
Procurement	(1,585)	(1,499)
Consumption of goods	(1,581)	(1,496)
Raw materials and other consumables	(4)	(3)
Other operating income	189	184
Supplementary income and other operating income	188	184
Operating grants released to the income statement	1	--
Personnel costs	(122)	(109)
Wages, salaries and related expenses	(97)	(82)
Social security	(19)	(19)
Provisions	(6)	(8)
Other operating expenses	(151)	(159)
External services	(151)	(158)
Taxes	--	(1)
Depreciation and amortisation	(48)	(46)
Impairment and results on disposals of fixed assets	5,450	7
Gain/(loss) on disposals of tangible fixed assets	2	--
Impairment of and losses from equity instruments of group companies and associates	(4,074)	--
Gain/(loss) on disposals of equity interests in group companies and associates	9,522	7
OPERATING PROFIT	5,897	700
Financial income	14	14
Negotiable securities and other financial instruments	14	14
- In third parties	14	14
Financial expenses	(279)	(305)
Borrowings from group companies and associates	(208)	(247)
Borrowings from third parties	(71)	(58)
Variation in fair value of financial instruments	--	1
Investments	--	1
NET FINANCIAL INCOME/(EXPENSE)	(265)	(290)
PROFIT BEFORE TAXES	5,632	410
Income tax	35	(39)
PROFIT FOR THE YEAR	5,597	449
Basic and diluted earnings per share in euro	5.59	0.45

Notes 1 to 8 are an integral part of the condensed interim financial statements.

Naturgy Energy Group, S.A.**Interim statement of changes in equity****(million euro)**

	30.06.18	30.06.17
PROFIT FOR THE YEAR	5,597	449
INCOME AND EXPENSE RECOGNISED DIRECTLY IN EQUITY	(6)	(16)
Cash flow hedges	(8)	(21)
Tax effect	2	5
RELEASES TO INCOME STATEMENT	3	3
Cash flow hedges	4	4
Tax effect	(1)	(1)
TOTAL INCOME AND EXPENSE RECOGNISED IN EQUITY	5,594	436

Notes 1 to 8 are an integral part of the condensed interim financial statements.

Naturgy Energy Group, S.A.
Interim statement of changes in equity

(million euro)

STATEMENT OF CHANGES IN EQUITY

	Share capital	Share premium	Reserves	Treasury shares	Profit or loss brought forward	Profit for the year	Interim dividend	Adjustments for changes in value	Total
Balance at 01.01.2017	1,001	3,808	7,898	(13)	--	1,067	(330)	13	13,444
Total recognised revenues and expenses	--	--	6	--	--	1,023	--	(20)	1,009
Transactions with shareholders or owners									
- Distribution of dividends	--	--	--	--	(671)	--	(330)	--	(1,001)
- Trading in treasury shares	--	--	1	13	--	--	--	--	14
Other changes in equity	--	--	66	--	671	(1,067)	330	--	--
Balance at 31.12.2017	1,001	3,808	7,971	--	--	1,023	(330)	(7)	13,466
Total recognised revenues and expenses	--	--	1	--	--	5,597	--	(4)	5,594
Transactions with shareholders or owners									
- Distribution of dividends	--	--	--	--	(671)	--	--	--	(671)
- Trading in treasury shares	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Other changes in equity	--	--	22	--	671	(1,023)	330	--	--
Balance at 30.06.2018	1,001	3,808	7,994	--	--	5,597	--	(11)	18,389

Notes 1 to 8 are an integral part of the condensed interim financial statements.

Naturgy Energy Group, S.A.
Interim cash flow statement

(million euro)

	30.06.2018	30. 06.017
Profit for the year before tax	5,632	410
Adjustments to results	(5,711)	(500)
Depreciation and amortisation	48	46
Impairment adjustments	4,074	--
Change in provisions	--	1
Profit/(loss) on write-offs and disposals of fixed assets	2	--
Profit/(loss) on write-offs and disposals of financial instruments	(9,522)	(7)
Financial income	(597)	(842)
Financial expenses	279	304
Variation in fair value of financial instruments	--	(1)
Other income and expenses	5	(1)
Changes in working capital	(146)	5
Debtors and other receivables	(155)	89
Other current assets	1	--
Creditors and other payables	8	(84)
Other cash flows from operating activities	1,512	285
Interest paid	(357)	(438)
Dividends received	1,570	438
Interest collected	258	242
Income tax collections/(payments)	41	43
Cash flows from operating activities	1,287	200
Amounts paid on investments	(13,640)	(103)
Group companies and associates	(13,628)	(92)
Property, plant and equipment	(6)	(7)
Other financial assets	(6)	(4)
Amounts collected from divestments	16,490	321
Group companies and associates	16,474	318
Property, plant and equipment	1	--
Other financial assets	15	3
Cash flows from investing activities	2,850	218
Collections and payments on equity instruments	--	5
Acquisition of own equity instruments	--	5
Collections and payments on financial liability instruments	(3,126)	48
Issue	4,098	3,998
Bank borrowings	177	160
Payables to group companies and associates	3,921	3,838
Repayment/redemption of	(7,224)	(3,950)
Bank borrowings	(1,862)	(170)
Payables to group companies and associates	(5,354)	(3,772)
Other payables	(8)	(8)
Dividend payments	--	(671)
Cash flow from financing activities	(3,126)	(618)
NET INCREASE/DECREASE IN CASH OR CASH EQUIVALENTS	1,011	(200)
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	1,553	502
Cash and cash equivalents at the year end	2,564	302

Notes 1 to 8 are an integral part of the condensed interim financial statements.

Notes to the condensed interim financial statements - Table of contents

Nota 1. General information 8
Nota 2. Basis of presentation and accounting policies 8
Nota 3. Significant events in the period 21
Nota 4. Other information..... 23
Nota 5. Net sales..... 25
Nota 6. Information on members of the Board of Directors and senior management personnel 26
Nota 7. Information on transactions with related parties 26
Nota 8. Events after the reporting date 28

Nota 1. General information

Naturgy Energy Group, S.A. ("the Company"), the parent company of the Naturgy group ("Naturgy"), was incorporated as a public limited company in 1843 and its registered office for corporate purposes is in Avda. de San Luis 77, Madrid. On 27 June 2018, the Shareholders' Meeting resolved to change the company's name to Naturgy Energy Group, S.A. (it was formerly Gas Natural SDG, S.A.).

The company's corporate purposes, as per its articles of association, comprise the following activities:

- a) All types of activities related to the gas and electricity business and any other type of existing energy source, the production and selling of electrical, electro-mechanical and electronic equipment and components, planning and execution of construction projects, management of architectural projects, civil engineering works, public services and gas and hydro-carbon distribution in general; management of communications, telecommunications, gas or hydrocarbon distribution networks and maintenance of electrical and gas appliances; as well as business consulting and energy planning services and the rationalisation of energy use, research, development and exploitation of new technologies, communications, computing and industrial security systems; training and selection of human resources and real estate management and development.
- b) The activity as a holding company, incorporating companies or holding shares as a shareholder in other companies no matter what their corporate purposes or nature, by subscribing, acquiring and holding shares, stakes or any other securities deriving from the same, subject to compliance with the legal requirements in each case.

The Company's main ordinary activity is the administration and management of its shareholdings in subsidiaries. It also has contracts to supply gas to other Naturgy companies and in the electricity area it acts as representative of the Naturgy generation and supply companies before the Electricity Market.

The Company's shares are listed on the four Spanish stock exchanges, the continuous market and form part of the Ibex 35 stock index.

Nota 2. Basis of presentation and accounting policies

2.1. Basis of presentation

The financial statements for 2017 were adopted by the General Meeting of Shareholders on 27 June 2018.

The selected interim financial information was prepared in accordance with the accounting principles and standards set out in Royal Decree 1362/2007, of 19 October, implementing Law 24/1988, of 28 July, on the Securities Market, and Circular 1/2008, of 30 January, on regular disclosures by issuers with securities listed in regulated markets with respect to the half-yearly financial statements, interim directors' reports and, as the case may be, quarterly financial reports, as amended by National Securities Market Commission Circular 5/2015, of 28 October, and should be read along with the financial statements for the year ended 31 December 2017.

As a result, it has not been necessary to repeat or update certain notes or estimates contained in the company's financial statements. Instead, the accompanying selected notes to the accounts include an explanation of significant events or changes in order to explain any changes in the financial situation and results of operations, comprehensive income, changes in equity and cash flows of the Company between 31 December 2017, the date of the above-mentioned financial statements, and 30 June 2018.

The figures set out in these condensed interim financial statements are expressed in million euro, unless otherwise stated.

The condensed interim consolidated financial statements were authorised by the Board of Directors on 24 July 2018 in accordance with IAS 34 "Interim Financial Reporting". The main figures disclosed in the consolidated financial statements are as follows:

Total assets	41,596
Equity attributed to the parent company	11,435
Non-controlling interests	3,775
Revenue	12,176
Net income after tax attributed to the parent Company	(3,288)

2.2. Main risks and uncertainties

Note 3 "Significant events in the period" describes the main changes affecting the Company's equity and results in the six-month period ended 30 June 2018. Additionally, Note 2.3.3 "Impairment of assets" describes the main changes in the economic assumptions used to draw up the new Strategic Plan 2018-2022, and other factors that have occurred in the period, which resulted in the recognition of impairment of the carrying amounts of holdings in group companies and associates as at 30 June 2018.

2.3. Accounting policies

The main valuation standards applied by the Company to prepare these interim financial statements are the same as in the Company's financial statements for the year ended 31 December 2017.

2.3.1 Intangible assets

Intangible assets are carried at acquisition price or production cost, or at fair value in the case of assets acquired through a business combination, less accumulated depreciation and amortisation and any recognised impairment losses.

a) Goodwill

Goodwill represents the excess, on the date of acquisition, of the cost of a business combination over the fair value of the net identifiable assets acquired at the date of the operation. Consequently, goodwill is only recognised when it has been acquired for valuable consideration and relates to the future economic profits from assets that have not been identified individually and recognised separately.

Goodwill is amortised over ten years using the straight-line method. Goodwill is tested annually to analyse possible impairment losses. It is recognised in the consolidated balance sheet at cost value less amortisation and any cumulative impairment adjustments.

The impairment of goodwill cannot be reversed.

b) Other intangible assets

Research expenditure is recognised in the income statement when incurred.

Costs associated directly with the production of computer software programs that are likely to generate economic profits greater than the costs related to their production are recognised as intangible assets. The direct costs include the costs of the personnel that developed the computer programs.

Computer software development costs recognised as assets are amortised on a straight-line basis in four to five years as from the time the assets are ready to be brought into use.

The Company has no intangible assets with an indefinite useful life.

2.3.2 Property, plant and equipment

a) Cost

Property, plant and equipment are carried at acquisition price or production cost, or at the value attributed to the asset if it is acquired as part of a business combination.

Financial costs relating to financing for plant projects during the plant construction period up to the date the asset is ready for use form part of property, plant and equipment.

Renewal, extension or improvement costs are capitalised as an increase in an asset's value only when its capacity, productivity or useful life increases.

Own work capitalised under Property, plant and equipment relates to the direct cost of production.

Expenses arising from actions designed to protect and improve the environment are expensed in the year they are incurred.

When such costs entail additions to property, plant and equipment the purpose of which is to minimise the environmental impact and to protect and improve the environment, they are accounted for as an increase in the value of property, plant and equipment.

Gains and losses on disposals are determined by comparing proceeds with carrying amounts and are recognised in the Income statement.

b) Depreciation

The assets are depreciated on a straight-line basis over their useful lives or the concession term, if shorter. Estimated useful lives are as follows:

	Estimated useful life years
Buildings	33 – 50
Computer hardware	4
Vehicles	6
Other	3 - 20

The assets' residual values and useful lives are reviewed, and adjusted if appropriate, at each balance sheet date.

When the carrying value of an asset is greater than its estimated recoverable amount or when it is no longer useful, its value is written down immediately to its recoverable amount (Note 2.3.3).

2.3.3 Impairment of assets

Assets are tested for impairment provided that an event or change in circumstances indicates that their carrying amount might not be recoverable. Additionally, investments in group companies and associates, long-term investments, goodwill and intangible assets that are not in use are tested annually for impairment.

When the recoverable amount is less than the asset's carrying amount, an impairment loss is recognised through profit and loss for the amount of the difference between the two. The recoverable amount is calculated at the higher of an asset's fair value less costs of sale and the value in use calculated by applying the discounted cash flow method. The Company considers value in use as the recoverable amount, calculated as described below.

For the purposes of assessing impairment losses, assets are grouped together at the lowest level for which there are separately identifiable cash flows. Assets and goodwill are assigned to these cash-generating units (CGUs).

In the case of investments in group companies, barring investments whose recoverable amount is

determined based on the investee's equity (Note 2.3.4) and goodwill, the cash flows employed are based on the Strategic Plan approved by the Company, updated with the latest budgets, extended to five years on the basis of regulations and expected market evolution, drawing on available industry forecasts and historical experience of price trends and volumes produced.

The cash flows after the projected period are extrapolated using the growth rates estimated for each CGU or group of CGUs, and in no case exceed the average long-term growth rate for the business in which they operate. In all cases, they are lower than the growth rates stated in the strategic plan. Additionally, in order to estimate future cash flows in the calculation of residual values, all maintenance investments have been considered as well as any renewal investments necessary to maintain the CGUs' production capacity.

The new Strategic Plan 2018-2022, approved by the Board of Directors on 27 June 2018, resulted in a new approach in which business segments are managed independently with full responsibility. Aligning the new structure with the new vision and business management approach and with the cash flows under the Strategic Plan, the Cash Generative Units (CGU) were redefined in the Naturgy consolidated as follows:

- Gas and Electricity:
 - Supply of gas, electricity and services: The natural gas, electricity and services businesses are managed together for commercial purposes, which maximises the value of the portfolio by focusing on the customer and on the strong growth potential in services and solutions; accordingly, this is a single CGU.
 - International LNG trading: This is considered to be a single CGU since both the trading of liquefied natural gas and maritime transportation are managed together.
 - Electricity generation Europe: It is considered that conventional electricity generation (hydro, coal, nuclear and combined cycle plants) constitutes one CGU and renewable electricity generation (wind, small hydro, solar and cogeneration) constitutes another CGU based on the new strategic vision for the Spanish electricity market, in which renewables have a greater presence and hourly prices are more volatile, which requires specialisation in the management of conventional power generation and renewable energy generation to focus on, respectively, cost adjustments and increasing installed capacity, in line with the reorganisation that was carried out.

In previous years, these activities comprised a single CGU since they were managed and controlled together on a centralised basis as a function of demand conditions, where all power plants using different technologies played a significant, complementary and necessary role in addressing different market situations, providing the electricity required by customers at any given time. However, as a result of the auctions conducted in 2017 in which Naturgy was awarded a total of 971 MW of wind and solar capacity, renewable power production will rise from 8% of conventional output in 2017 to over 30% by 2020, increasing its quantitative contribution to revenues, capital expenditure and earnings, all of which will be increasingly affected by renewable facilities' availability, power price volatility and revisions of remuneration components; as a result of all these factors, the cash flows from those renewable generation assets are viewed separately from those from the conventional generation assets.
 - Electricity generation International: A separate CGU is understood to exist in each country in which there are operations (Brazil, Costa Rica, Mexico, Panama, the Dominican Republic, Puerto Rico and Australia) since the businesses are subject to different regulatory frameworks and are managed independently.
- Infrastructure EMEA:
 - Gas distribution Spain: This constitutes a single CGU since the development, operation and maintenance of the gas distribution network are managed together.
 - Electricity distribution Spain: This constitutes a single CGU since the network consists of a set of inter-related assets whose development, operation and maintenance are managed

together.

- EMPL: This constitutes a single CGU that manages the Maghreb-Europe gas pipeline.
- Infrastructure Latin America South: A separate CGU is understood to exist for each business and country in which there are operations since the businesses are subject to different regulatory frameworks. This includes the regulated gas distribution business in Argentina, Brazil, Chile and Peru and the regulated electricity distribution business in Argentina and Chile.
- Infrastructure Latin America North: A separate CGU is understood to exist for each business and country in which there are operations since the businesses are subject to different regulatory frameworks. This includes the regulated gas distribution business in Mexico and the regulated electricity distribution business in Panama.
- Others: These refer basically to the Unión Fenosa Gas CGU and the gas storage CGU.

In short, with respect to the previous year, a number of CGUs were reallocated between segments and the Electricity Spain CGU was split into: i) Supply of electricity, gas and services; ii) Conventional electricity generation; and iii) Renewable electricity generation.

In this six-month period ended 30 June 2018, impairments group companies and associates have been recorded for an amount of €3,820 million, recorded under the heading "Impairment and loss of holdings in equity instruments in companies of the Group". group and associates "of the Profit and Loss Account, originated by the reassessment of the estimates of future cash flows based on the Strategic Plan 2018-2022 approved on 27 June 2018, or by other factors that occurred during the period and that are detailed as follows:

- An amount of €2,947 million for the holding in Gas Natural Fenosa Generación, S.A.

As a result of the existence of signs of impairment, after the approval of the new Strategic Plan, and taking into account the external reports of analysts that indicate a value of the electricity business in Spain lower than the book value, an impairment analysis was carried out.

The new assumptions and projections are based on the new Strategic Plan 2018-2022, approved by the Board of Directors following the last Shareholders' Meeting, which updated those that had been used previously, and were adopted: i) in light of the new environmental variables for the next five-year period, ii) taking into account the uncertainty regarding the role of certain generation assets in the energy transition policy (coal, nuclear and CCGT) and, consequently, the evolution of associated risks, iii) considering the expected greater share of renewables, iv) considering the increasing volatility of prices in the wholesale electricity and emission rights markets; and v) taking account of the values in transactions reported very recently in conventional electricity generation assets in Spain.

The main assumptions used were as follows:

	2018	2019	2020	2021	2022
Spain's GDP	2.70%	2.20%	1.90%	1.70%	1.70%
Pool price (€/MWh)	58.5	56.8	54.8	51.3	50.3
Brent (USD/bbl)	75.3	75.5	71.0	67.8	65.6
Henry Hub gas price (USD/MMBtu)	2.9	2.8	2.7	2.7	2.7
Coal (API2 CIF ARA) (USD/t)	89.6	88.0	85.2	82.9	81.9
CO2 €/t	14.0	16.1	16.3	16.6	17.0

The most sensitive aspects contained in the new estimate of the recoverable amount, determined according to the value in use and applying the methodology detailed, are the following:

- Electricity generated. Market demand trends have been estimated based on the consensus of several international bodies. The share has been estimated based on Naturgy's market share in each technology and on the expected evolution of each

technology's share of the total market, assuming an average water year. The main variation with respect to past projections is a decrease in conventional output in line with the expected future trend in the conventional generation mix.

- Electricity price. Market electricity prices were calculated using models that cross expected demand with supply forecasts, taking into account the foreseeable evolution of generation capacity in Spain, based on industry forecasts. The main variation with respect to the past projections corresponds to the fact that this analysis produced price paths which, as a consequence of the aforementioned high uncertainty surrounding energy policy in Spain, have been adjusted downwards on average with futures curves and analysts' forecasts. The sources used for analyst projections are the CERA IHS indices.
- Fuel costs. Estimated by reference to long-term supply contracts entered into by Naturgy, forecast evolution of price curves and market experience. The main variation with respect to past projections is an increase in the cost of emission rights based on the evolution of futures curves and analysts' forecasts (CERA IHS).
- Operation and maintenance costs. These were estimated from historical costs of the fleet under management.
- Taxes established by Law 15/2012.

A long-term growth rate of 1.9% and a pre-tax discount rate of 7.0%. In 2017, the pre-tax discount rate considered was 6.3%, while the long-term growth rate was 2.2%.

The accumulated impairment recognised as at 30 June 2018 for the stake in Gas Natural Fenosa Generación, S.A. amounted to €2,947 million.

- The impairment of the 50% stake in Unión Fenosa Gas amounted to €710 million.

In 2012, Egyptian Natural Gas Holding (EGAS), an Egyptian public company, ceased to supply gas to Unión Fenosa Gas and stopped paying the utilisation fee for the Damietta liquefaction plant (Egypt). This resulted in the initiation of several arbitration proceedings whose resolution has been delayed considerably with respect to the expectations set out in the financial statements as at 31 December 2017.

The most sensitive aspects of the impairment analysis are as follows:

- Gas volumes to be obtained from each source. The main reasons for the differences between the past and current cash flow projections relate to the decrease in the volumes of gas to be supplied from Egypt and to be liquefied in the plant during the period of the Strategic Plan 2018-2022, due to the fact that the agreement with EGAS has not yet materialised and considering the aforementioned delays in the arbitration proceedings.
- Gas supply costs in accordance with the prices of the long-term contracts entered into by Unión Fenosa Gas and expected price trends in spot markets, on the basis of the variation in the gas volume composition as a result of the situation in Egypt.
- Selling price of natural gas. Measured using predictive modelling based on the forecast performance of price curves and experience in the markets where Unión Fenosa Gas operates.

A long-term growth rate of 1.9% was used (1.8% in 2017) and a pre-tax discount rate of 15.1% (13.4% in 2017).

The accumulated impairment recognised for the 50% stake in Unión Fenosa Gas amounted to €2,081 million as at 30 June 2018 (€1,371 million as at 31 December 2017).

- An amount of €129 million recognised for impairment of the stake in Gas Natural Informática, S.A., corresponding to impairment of computer software, due to the review of this item in the framework of the new Strategic Plan 2018-2022 and considering the degree of obsolescence.

The accumulated impairment recognised for the stake in Gas Natural Informática, S.A. amounted to €129 million as at 30 June 2018.

- An amount of €34 million for the impairment of other stakes.

Additionally, impairment was recognised for the following assets prior to the approval of the Strategic Plan 2018-2022:

- €243 million in impairment on the stake in Unión Fenosa Minería, S.A. for the difference between the carrying amount of the holding in the coal field in South Africa (Kangra Coal (Proprietary) Ltd) and its fair value less selling costs, using the price and conditions set out in the sale agreement.

The accumulated impairment recognised for the stake in Unión Fenosa Minería, S.A. amounted to €278 million as at 30 June 2018.

- €11 million in impairment of the holding in Unión Fenosa Financiación, S.A., recognised on the basis of equity.

Additionally, the holding in Gas Natural Exploración, S.L. is provisioned for the amount of €213 million. The recoverable value was determined on the basis of its equity.

2.3.4 Financial assets and liabilities

Investments in the equity of group and multi-group companies and associates

These are stated at the lower of cost of acquisition or fair value, if the investments are acquired through a business combination, and the recoverable value. The recoverable value is determined as the larger of fair value minus cost of sale and the current value of the cash flows generated by the investment. If there is no better evidence of recoverable value, recoverable value will be the equity of the investee company adjusted by any unrealised capital gains subsisting at the valuation date. The value adjustment and, in the event, its reversal, is recorded in the income statement in which it takes place.

In non-cash contributions of a business to a group company, the investment is measured at the carrying amount of the assets and liabilities contributed, as per the consolidated financial statements on the transaction date.

The consolidated financial statements of the largest group or subgroup into which the assets and liabilities are integrated, where the parent is a Spanish company, are used.

In mergers and spin-offs between group companies that involve the group's parent, directly or indirectly, the assets and liabilities acquired are measured at the amount that would be reflected in the group's consolidated financial statements following the transaction. The difference between the cost of the shares delivered and the carrying amount of the assets and liabilities acquired, in the group's consolidated financial statements, is recognised under "Reserves" in the balance sheet.

Financial assets

Purchases and sales of investments are recognised on the trade date, which is the date on which the Company commits to purchase or sell the asset, and are classified under the following categories:

a) Loans and receivables

These are non-derivative financial assets, with fixed or determinable payments, that are not listed on an active market, and for which there is no plan to trade in the short term. They include current assets, except for those maturing after twelve months as from the balance sheet date, which are classified as non-current assets.

They are initially recognised at fair value and then at amortised cost using the effective interest rate

method.

A provision is recognised for impairment of receivables when there is objective proof that all the outstanding amounts will not be received. The provision is the difference between the book value of the asset and the present value of the estimated future cash flows discounted at the effective interest rate.

b) Held-to-maturity financial assets

These are assets representing debt with fixed or determinable pay outs and fixed maturity which the Company plans to and can hold until maturity. The valuation criteria for these investments are the same as those for loans and receivables.

c) Financial assets at fair value with changes through profit or loss

These are assets acquired for short-term sale. Derivatives form part of this category unless they are designated as hedges. These financial assets are stated, both initially and in later valuations, at fair value, and the changes in their value are taken to the income statement for the year.

d) Available-for-sale financial assets

Available-for-sale financial assets are non-derivative debt or equity instruments that are not designated in any of the preceding categories.

They are recognised at fair value. Unrealised gains and losses that arise from changes in fair value are recognised in equity. When these assets are sold or impaired over a lengthy period of time, the accumulated adjustments to the reserves due to valuation adjustments are included in the Income statement as gains and losses.

The fair values of listed investments are based on the market price. In the case of shareholdings in unlisted companies, fair value is determined using valuation techniques that include the use of recent transactions between willing and knowledgeable parties, references to other instruments that are substantially the same, and the analysis of discounted future cash flows. If none of these techniques can be used to determine fair value, investments are carried at cost less any impairment loss.

Financial assets are written off when the contractual rights to the asset's cash flows have expired or they have been transferred; in the latter case, the risks and rewards of ownership must have been substantially transferred. Financial assets are not written off, and a liability is recognised in the same amount as the payment received, in asset assignments where the risks and rewards of ownership are retained.

Cash and cash equivalents

Cash and cash equivalents include cash at hand, time deposits with financial entities and other highly liquid short-term investments with an original maturity no longer than three months as from the acquisition date.

Borrowings

Borrowings are initially recognised at their fair value, net of any transaction costs incurred. Any difference between the amount received and the repayment value is recognised in the income statement during the period of repayment using the effective interest rate method.

Borrowings are classified as current liabilities unless they mature in more than twelve months as from the balance sheet date, or include tacit one-year extension clauses that can be exercised by the Company.

Trade and other payables

Trade and other current payables are financial liabilities that fall due in less than twelve months, are stated at their fair value and do not accrue explicit interest. They are accounted for at their nominal value. Those maturing in more than twelve months are considered non-current payables.

2.3.5 Financial derivatives and other financial instruments

Derivatives are initially recognised at fair value on the date the derivative contract is entered into and are subsequently remeasured at their fair value. The method of recognising the gain or loss depends on whether the derivative is designated as a hedging instrument and, if so, the nature of the asset being hedged.

At the inception of the transaction and periodically, the Company documents the relationship between hedging instruments and hedged items, as well as its risk management objective. Additionally, the aims of risk management and hedging strategies are reviewed periodically.

A hedge is considered to be highly effective when the changes in the fair value or the cash flows of the assets hedged are offset by the change in the fair value or cash flows of the hedging instrument, with an effectiveness ranging from 80% to 125%.

The market value of financial instruments is calculated using the following procedures:

- Derivatives listed on an official market are calculated on the basis of their year-end market price.
- Derivatives that are not traded on official markets are calculated on the basis of discounting cash flows based on year-end market conditions or, for some non-financial items, on best estimation on forward curves of said non-financial item.

Fair values are adjusted by the expected impact of the counterparty credit risk observable in positive valuation scenarios and the impact of own credit risk observable in negative valuation scenarios.

Embedded derivatives in other non-financial instruments are booked separately as derivatives only when their economic characteristics and inherent risks are not closely related to the instruments in which they are embedded and when the whole is not being booked at fair value through profit and loss.

For accounting purposes, the operations are classified as follows:

1. Derivatives eligible for hedge accounting

a) Fair value hedges

Changes in the fair value of derivatives that are designated and qualify as fair value hedges are recognised in the income statement, together with any changes in the fair value of the hedged asset or liability that are attributable to the hedged risk.

b) Cash flow hedges

The effective portion of changes in the fair value of derivatives that are designated and qualify as cash flow hedges is recognised in equity. The gain or loss relating to the ineffective portion is recognised immediately in the income statement.

Amounts accumulated in equity are reclassified to the income statement in the periods when the hedged item will affect profit or loss.

c) Hedges of net foreign investments

Fair value hedge accounting is applied to the differences arising from the exchange rates on loans in foreign currency for financing foreign investments in group and multi-group companies and associates made in the same functional currency.

d) Derivatives that do not qualify for hedge accounting

Certain derivative instruments do not qualify for hedge accounting. Such derivatives are classified at fair value through profit or loss, and changes in the fair value of any derivative instruments that do not qualify for hedge accounting are recognised immediately in the income statement.

e) Energy purchase and sale agreements

During the normal course of its business the Company enters into energy purchase and sale agreements which in most cases include “take or pay” clauses by virtue of which the buyer takes on the obligation to pay the value of the energy contracted irrespective of whether the buyer receives it or not. These agreements are executed and maintained in order to meet the needs of receipt of physical delivery of energy projected by the Company in accordance with the energy purchase and sale estimates made periodically, which are monitored systematically and adjusted always by physical delivery. Consequently, these are contracts for “own use”, and, accordingly, fall outside the standards on valuation of financial instruments.

2.3.6 Non-current assets held for sale and discontinued operations

The Company classifies as held-for-sale those assets for which, at the year end, active initiatives have been initiated for their sale, which is estimated to take place within the next twelve months.

These assets are stated at the lower of their carrying value and fair value minus the costs necessary for their sale and are not subject to depreciation since the date they are classified as non-current assets held for sale.

Additionally, the Company considers as discontinued activities the components (cash generating units or groups of cash generating units) that make up a business line or geographic area of operations which are significant and which can be considered separately from the rest and which have been sold or disposed by other means or which meet the conditions to be classified as held-for-sale. Entities acquired solely for resale are also classed as discontinued operations.

2.3.7 Share capital

Share capital is represented by ordinary shares.

Incremental costs directly attributable to the issue of new shares or options, net of taxes, are deducted from equity as a deduction from reserves or share premium in the case of issues of capital with a premium.

Dividends on ordinary shares are recognised as a deduction from equity in the period they are approved.

Acquisitions of treasury shares are recognised at acquisition cost, deducted from equity until disposal. The gains and losses on disposal of treasury shares are recognised under "Reserves" in the balance sheet.

2.3.8 Earnings per share

Basic earnings per share are calculated as a quotient between profit or loss for the period and the average weighted number of ordinary shares outstanding during this period excluding the average number of own shares held as treasury stock by the Company.

Diluted earnings per share are calculated as a quotient between profit or loss for the period attributable to the ordinary shareholders adjusted by the effect attributable to the potential ordinary shares with a dilutive effect and the average weighted number of ordinary shares outstanding during

this period, adjusted by the weighted average number of ordinary shares that would be issued if all the potential ordinary shares were converted into ordinary shares of the Company. Accordingly, the conversion is considered to take place at the beginning of the period or at the time of issue of the potential ordinary shares, if these were placed in circulation during the reporting period.

2.3.9 Provisions for employee obligations

a) Post-employment pension obligations and the like

- Defined contribution plans

The Company, together with other group companies, is the promoter of a joint occupational pension plan, which is a defined contribution plan for retirement and a defined benefit plan for the so-called risk contingencies, which are insured.

Additionally, there is a defined contribution plan for a group of executives, for which the Company undertakes to make certain contributions to an insurance policy. Gas Natural Fenosa guarantees this group a yield of 125% of the CPI on the contributions made to the insurance policy. All the risks have been transferred to the insurance company, since it insures the guarantee indicated above.

The contributions made have been recognised in "Personnel costs" in the income statement.

- Defined benefit plans

For certain groups of employees there are commitments for defined benefit schemes in relation to the payment of supplements on retirement, death and disability pensions, in accordance with the benefits agreed by the entity, which have been transferred out of the company in the form of single premium insurance policies under Royal Decree 1588/1999, 15 October, which adopted the Regulations on the instrumentation of pension commitments.

The liability recognised on the balance sheet in respect of defined benefit pension plans is the present value of the defined benefit obligation at the Balance sheet date less the fair value of plan assets. The defined benefit obligation is calculated annually by independent actuaries using the projected unit credit method. The present value of the defined benefit obligation is determined by discounting the estimated future cash outflows using interest rates of bonds that are denominated in the currency in which the benefits will be paid, and that have terms to maturity approximating to the terms of the related pension liability.

Actuarial losses and gains arising from changes in actuarial assumptions or from differences between assumptions and reality are recognised entirely in the period in which they arise, directly in "Reserves".

Past service costs are recognised immediately in the Income statement, in "Staff costs".

b) Other post-employment benefit obligations

The Company provides post-employment benefits to its retirees. The entitlement to these benefits is usually conditional on the employee remaining in service up to retirement age and completion of a minimum service period. The expected costs of these benefits are accrued over the period of employment using an accounting methodology similar to that used for defined benefit pension plans. Actuarial gains and losses arising from changes in actuarial assumptions, are charged or credited to "Reserves".

c) Termination benefits

Termination benefits are payable when employment is terminated before the normal retirement date, or when an employee accepts voluntary redundancy in exchange for these benefits. The Company recognises this benefit when it has undertaken demonstrably to terminate current employees according to a detailed formal plan without possibility of withdrawal, or to provide termination benefits. In the event that mutual agreement is required, the provision is only recorded in those situations in

which the Company has decided to give its consent to voluntary redundancies once they have been requested by the employees.

2.3.10 Provisions

Provisions are recognised when the Company has a legal or implicit present obligation as a result of past events; it is more likely than not that an outflow of resources will be required to settle the obligation; and the amount has been reliably estimated. Provisions are not recognised for future operating losses.

Provisions are measured at the present value of the Company's best estimate of expenditure required to settle the present obligation at the balance sheet date.

When it is expected that part of the disbursement needed to settle the provision will be paid by a third party, the payment is recognised as a separate asset, provided that its receipt is practically assured.

In the contracts in which the obligations borne include unavoidable costs greater than the economic profit expected to be received from them, the expenses and respective provisions are recognised in the amount of the current value of the existing difference.

2.3.11 Leases

a) Finance leases

Leases of property, plant and equipment where the lessee bears substantially all the risks and rewards of ownership are classified as finance leases.

These leases are capitalised at the lease's inception at the lower of the fair value of the leased property and the present value of the lease payments, including any purchase option. Each lease payment is allocated between the liability and finance charges so as to achieve a constant rate on the outstanding debt. The rental obligations, net of finance charges, are recognised on the liabilities side of the balance sheet. The interest element of the finance cost is charged to the income statement over the lease period so as to produce a constant periodic rate of interest on the outstanding balance of the liability for each period. The property, plant and equipment acquired under finance leases are depreciated over the asset's useful life.

b) Operating leases

Leases in which substantially all the risks and rewards of ownership are retained by the lessor are classified as operating leases.

Operating lease payments are charged to the income statement on a straight-line basis over the lease term.

2.3.12 Income tax

Corporate income tax expense includes the deferred tax expense and the current tax expense, which is the amount payable (or refundable) on the taxable profit for the year.

Deferred taxes are recorded by comparing the temporary differences that arise between the taxable income on assets and liabilities and their respective accounting figures in the financial statements using the tax rates that are expected to be in force when the assets and liabilities are realized.

Deferred tax arising from direct charges or credits to equity accounts are also charged or credited to equity.

Deferred tax assets and tax credits are recognised only to the extent that it is probable that future taxable income will be available against which to offset temporary differences and apply tax credits.

When tax rates change, deferred tax assets and liabilities are re-estimated. These amounts are

charged or credited to losses or profits, or to reserves, depending on the account to which the original amount was charged or credited.

2.3.13 Recognition of income and expenses

a) General

Sales are recognised when products are delivered to the customer and have been accepted by the customer, even if they have not been invoiced or, if applicable, when services are rendered, and there is a reasonable assurance that the economic benefits associated with the transaction will flow to the entity. Net turnover for the year includes the estimate of the energy supplied that has not yet been invoiced

The expenses are recognised on an accruals basis, immediately in the case of disbursements that are not going to generate future economic profits or when the requirements for recording them as assets are not met.

Sales are stated net of tax and discounts.

b) Other income and expenses

In accounting for revenues from the service provision agreements the percentage realisation method is used in which, when the income can be reliably estimated, it is recorded on the basis of the degree of progress in the completion of the contract at the year end, calculated as the proportion of the costs incurred at that date with respect to the estimated costs required to fulfil the contract.

If the income from the contract cannot be estimated reliably, the costs (and respective income) are recorded in the period in which they are incurred, provided that the former can be recovered. The contract margin is not recorded until there is certainty of its materialisation, based on cost and income planning.

In the event that the total costs exceed the contract revenues, this loss is recognised immediately in the income statement for the year.

Interest income and expenses are recognised using the effective interest method.

Dividend income is recognised when the right to collect the dividend is established.

The holding of shares in group companies and associates is deemed to be the Company's main ordinary activity from which periodic revenue is obtained. In accordance with the stance adopted by the Spanish Institute of Accounting and Auditing ("ICAC") in connection with the calculation of net revenue in holding companies (Reply number 2 in ICAC Official Gazette number 79), dividends from Group companies and associates, and interest received on loans granted to Group companies and associates, are recognised as "Revenue". Additionally, the item "Impairment and results on disposal of equity instruments of Group companies and associates" is included in "Operating profit".

2.3.14 Foreign currency transactions

Foreign currency transactions are translated to euro using the exchange rates in force at the transaction dates. Gains and losses resulting from the settlement of these transactions and translation at the year-end exchange rates of monetary assets and liabilities denominated in foreign currency are recognised in the income statement.

2.3.15 Transactions between related parties

In general, transactions between related parties are recorded initially at their fair value. If the agreed price differs from its fair value, the difference is recorded taking into account the economic reality of the operation. The later valuation is made in accordance with the provisions of the respective legislation.

Notwithstanding the above, in mergers, de-mergers and non-cash contributions of a business, the assets that make up the acquired business are stated at the amount at which it will be recognised in the consolidated financial statements of Naturgy once the transaction is completed.

In these cases, the difference that could arise between the net value of the assets and liabilities of the acquired company, adjusted by the balance of the groupings of grants, donations and bequests received, or any value adjustments or capital or share premiums, as the case may be, issued by the merging company, is recorded under "Reserves" in the balance sheet.

2.3.16 Business combinations

Business combinations are recorded using the acquisition method. The cost of an acquisition is calculated using the fair value of the assets given, the equity instruments issued and the liabilities incurred or borne on the transaction date plus the costs directly attributable to the acquisition. The valuation process required in order to use the acquisition method is completed within the period of one year as from the acquisition date.

The identifiable assets acquired and the liabilities or contingent liabilities incurred or borne as a result of the transaction are initially stated at their fair value at the date of acquisition, provided that this can be reliably measured.

The surplus cost of the acquisition in relation to the fair value of the shareholding of the Company in the net identifiable assets acquired is recorded as goodwill. If the cost of acquisition is less than the fair value of the net assets acquired, the difference is recognised directly in the income statement.

2.3.17 Cash flow statement

The cash flow statement has been prepared using the indirect method and uses the following expressions and their respective meanings:

- a) Operating activities: activities that constitute ordinary Company revenues, as well as other activities that cannot be classified as investing or financing.
- b) Investing activities: acquisition, sale or disposal by other means of assets in the long-term and other investments not included in cash and cash equivalents.
- c) Financing activities: activities that generate changes in the size and composition of equity and liabilities that do not form part of operating activities.

Nota 3. Significant events in the period

For the six-month period ended 30 June 2018

The main transactions performed by the Company in the six-month period ended 30 June 2018 were as follows:

Corporate transactions

- On 3 August 2017, the Company signed an agreement to sell 20% of the natural gas distribution business in Spain to a consortium made up of Allianz Capital Partners and Canada Pension Plan Investment Board for €1,500 million, after first increasing debt by means of a long-term intercompany loan from Naturgy in the amount of €6,000 million. Completion of the transaction was conditional upon obtaining the approval of the regulatory and competition authorities.

To perform this transaction, Holding de Negocios de Gas S.A., a wholly-owned subsidiary of the Company, became the parent company of the natural gas distribution and transportation business and the liquefied petroleum gas (LPG) distribution business in Spain, through the following transactions:

- On 7 February 2018, Holding de Negocios de Gas, S.A. increased its share capital by issuing 15,000 new shares with a par value of €1 each and an issue premium of €499,999 per share. Those new shares were subscribed and paid in full entirely by the Company, in the amount of €7,500 million.
- On 7 February, the Company granted a €6,000 million intercompany loan to Holding de Negocios de Gas, S.A. That loan matures in between 7 and 12 years and accrues interest at market rates.
- Using the funds it had received, on 7 February 2018, Holding de Negocios de Gas, S.A. acquired, from the Company, 100% of the shares of Nedgia, S.A. (formerly called Holding Negocios Regulados Gas Natural S.A., it is the company that owns the Spanish gas distribution companies) for €11,518 million, determined as the fair value based on the same price per share set in the aforementioned agreement for the sale to the consortium, and backed by a fairness opinion from JP Morgan and Morgan Stanley, which acted as financial advisors on the transactions and concluded that the value was reasonable from a financial standpoint. As established in section 1 of Accounting and Measurement Rule 21 of the General Accounting Plan, the transaction was recognised at fair value, resulting in a gain of €9,537 million. The Company also cancelled the loans granted to the Spanish distribution companies in the amount of €1,982 million, since Holding de Negocios de Gas S.A. had granted that funding for the same amount to the Spanish gas distribution companies.
- On 14 February 2018, Holding Negocios de Gas, S.A. acquired, from Nedgia, S.A., 100% of Gas Natural Transporte SDG, S.L. and Gas Natural Redes de GLP, S.A. for €165 million, determined as the fair value from the price set in the aforementioned agreement for the sale to the consortium, following distribution by Nedgia, S.A. of a dividend amounting to €165 million charged to the share premium account.

On 19 March 2018, once the necessary regulatory and competition-related approvals had been obtained, the Company transferred 20% of Holding de Negocios de Gas, S.A. to the aforementioned consortium for €1,500 million in cash, there being no material impact or income since the holding was recognised at its fair value.

- Capital reduction through the reimbursement of contributions in Clover Financial and Treasury Services, D.A.C. in the amount of USD 200 million. The reduction in the shareholding generated a €10 million profit due to the exchange rate effect.
- The distribution of reserves by Global Power Generation, S.A. and Holding de Negocios de Gas, S.A. amounting to €67 million and €464 million, respectively, was recognised as a decrease in the carrying value of the shareholdings.

Other significant transactions

- On 22 February 2018, Repsol, S.A. reached an agreement with a company controlled by funds advised by CVC, for the sale of 20.072% of the capital of Naturgy Energy Group, S.A. On 18 May 2018, the transaction was completed and Repsol was not the holder of the shares of said company.
- The "Other financial assets" heading includes the temporary mismatches between gas system revenues and costs accumulated in 2017, funded by Naturgy pursuant to Law 18/2014 of 17 October. This amount was acquired by the Company from the Naturgy distribution companies and will be recovered through gas system settlements as the right to the recovery of this amount is generated in the following five years, recognising a market interest rate. The amount of this financing has been recognised based on the estimated recovery period.

After receiving settlements in 2017, the gas industry deficit was observed to be progressing satisfactorily and the amount of the mismatch for 2017 was adjusted by €14 million.

Funding transactions

- In January 2018, Naturgy issued €850 million under the Euro Medium Term Notes (EMTN) programme in 10-year bonds paying 1.5%, the proceeds from which were used to tender for €916 million in bonds maturing between 2019 and 2023, which result in a net redemption of Euros 66 million. Additionally, in the first half of 2018, two bonds totalling Euros 1,099 million with an average coupon of 4.59% matured in 2018.
- In the first half of 2018, issues under the Euro Commercial Paper (ECP) programme totalled €3,044 million. The outstanding balance of issues under the ECP programme stands at €500 million (there were no outstanding issues at 31 December 2017).

Six-month period ended 30 June 2017

The main transactions performed by the Company in the six-month period ended 30 June 2017 were as follows:

Corporate transactions

- Capital reduction through the reimbursement of contributions in Clover Financial and Treasury Services, D.A.C. in the amount of USD 75 million. The reduction in the shareholding generated a €7 million profit due to the exchange rate effect.

Funding transactions

- In April 2017, Naturgy issued bonds under its Euro Medium Term Notes (EMTN) programme amounting to €1,000 million, maturing in 7 years and with a coupon of 1.125%. This amount was used to tender for bonds amounting to €1,000 million maturing in 2018, 2020 and 2021.
- In the first half of 2017, issues under the Euro Commercial Paper (ECP) programme totalled €2,133 million. The outstanding balance of issues under the ECP programme stands at €500 million (€100 million as at 31 December 2016).

Nota 4. Other information

Workforce structure

The average number of Company employees is as follows:

	At 30.06.18	At 30.06.17
Men	833	872
Women	918	897
Total	1,751	1,769

Own shares

Movements during 2018 and 2017 involving the Company's own shares are as follows:

	Number of shares	In million euro	% Capital
At 1 January 2018	--	--	--
Acquisitions	5,336,599	105	0.5%
Share ownership plan	(354,422)	(7)	--
Disposals	(4,982,177)	(98)	(0.5%)
At 30 June 2018	--	--	--

	Number of shares	In million euro	% Capital
At 01 January 2017	750,545	13	0,1%
Acquisitions	3,030,164	60	0.3%
Share ownership plan	(336,625)	(7)	--
Disposals	(3,062,734)	(58)	(0.3%)
At 30 June 2017	381,350	8	--

In the first half of 2018, profit on transactions involving own shares of the Company amounted to €0.1 million, recognised under "Other reserves" (€0.5 million profit in the first half of 2017).

Executing the resolutions adopted by the Shareholders' Meeting of the Company on 20 April 2017, the Share Ownership Plan 2017-2018-2019 for Naturgy employees in Spain who voluntarily applied was implemented for 2018. The Plan enables participants to collect part of their 2018 compensation in the form of shares of the Company, up to a limit of €12,000 per year. During the first half of 2018, 354,422 own shares were acquired for an amount of €7 million for delivery to the participants of the Plan (336,625 own shares for an amount of €7 million during the first half of 2017).

Dividends

On 27 June 2018, the Shareholders' Meeting approved the proposal for distribution of 2017 income made by the Board of Directors on 6 February 2018.

Available for distribution		
Profit/(loss)		1,023
Distribution		
To Voluntary reserve		22
To Dividend		1,001

Set out below is a breakdown of the dividend payments in the first half of 2018 and 2017:

	30.06.2018			30.06.2017		
	% of Nominal	€ per share	Amount	% of Nominal	€ per share	Amount
Ordinary shares	-	-	-	67%	0.67	671
Other shares (non-voting, redeemable, etc.)	-	-	-	-	-	-
Total dividends paid	-	-	-	67%	0.67	671
a) Dividends charged to income statement	-	-	-	67%	0.67	671
b) Dividends charged to reserves or share premium account	-	-	-	-	-	-
c) Dividends in kind	-	-	-	-	-	-

30 June 2018

The General Shareholders Meeting held on 27 de June 2018 approved a supplementary dividend of €0.670 per share for a total of €671 million, paid entirely in cash on 5 July 2018.

On 24 July 2017, the Company's Board of Directors approved an interim dividend of €0.28 per share out of 2018 results, payable on 31 July 2018.

On the date the interim dividend was declared, the Company had the necessary liquidity to make the payment, as required by the Spanish Capital Companies Act. The provisional liquidity statement drawn up by the directors on 24 July 2018 is as follows:

Profit after tax	5,597
Reserves to be recognised	--
Maximum amount distributable	5,597
Forecast interim dividend payment	280
Cash resources	2,564
Undrawn credit facilities	6,555
Total liquidity	9,119

30 June 2017

The General Shareholders Meeting held on 20 April 2017 approved a supplementary dividend of €0.670 per share for a total of €671 million, paid entirely in cash on 27 June 2017.

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

Nota 5. Net sales

The breakdown of the Company's revenues from ordinary activities in the six-month period ended 30 June 2018 and 2017 is as follows:

	At 30.06.18	At 30.06.17
Domestic market	1,945	2,052
Exports:	219	270
- European Union	214	258
- OECD countries	4	4
- Rest of countries	1	8
Total	2,164	2,322

Nota 6. Information on members of the Board of Directors and senior management personnel

Board of Directors Remuneration

Remuneration accrued to the members of the Board of Directors of Naturgy Energy Group, S.A. by virtue of their membership of the Board and Board committees totalled €2,435 thousand at 30 June 2018 (€2,546 thousand at 30 June 2017).

At 31 December 2017, the Board of Directors comprised 17 members. On 6 February 2018, the Board of Directors resolved to appoint a new Executive Chairman following the departure of the CEO and the Chairman, as a result of which the number of Board members was reduced to 16.

Finally, on 27 June 2018, the Shareholders' Meeting approved the reduction in the number of members of the Board of Directors to 12. It also eliminated the Executive Committee and established the number of members of the Audit Committee at 7 and the Appointments and Remuneration Committee at 7.

Up to 6 February 2018, the amounts accrued to the Chief Executive Officer for executive functions in the form of fixed remuneration, annual variable remuneration, multi-year variable remuneration and other items totalled €130 thousand, €115 thousand, €898 thousand and €4 thousand, respectively, at 30 June 2018 (€642 thousand, €526 thousand, €428 thousand and €4 thousand at 30 June 2017). Additionally, he collected the indemnity provided for consisting of three years' total remuneration and the compensation for the non-compete clause consisting of one year's total remuneration: €14,248 thousand. Contributions to pension plans and group insurance policies, together with life insurance premiums paid, totalled €18 thousand at 30 June 2018 (€167 thousand at 30 June 2017).

From 6 February 2018, the amounts accrued to the Executive Chairman for executive functions in the form of fixed remuneration, annual variable remuneration and other items totalled €359 thousand, €789 thousand and €4 thousand, respectively, at 30 June 2018.

Contributions to pension plans and group insurance policies, together with life insurance premiums paid, totalled €216 thousand at 30 June 2018.

Senior management remuneration

For the sole purposes of the information contained in this section, "senior management personnel" refers to the executives who report directly to the company's chief executive, and also the Internal Audit Director. In the first half of 2018, a total of 12 persons were classified as "senior management personnel", one of whom joined in April 2017.

Remuneration accrued to senior management personnel totalled €4.461 thousand at 30 June 2018 (€4,859 thousand at 30 June 2017).

Contributions to pension plans and group insurance policies, together with life insurance premiums paid, totalled €729 thousand at 30 June 2018 (€1,327 thousand at 30 June 2017).

On 21 May 2018, the Board of Directors resolved to restructure its business and appoint the area heads as executives effective 1 July 2018. Since this information refers to the period ended 30 June 2018, it considers the "senior management personnel" structure in force on 30 June, without the organisation changes.

Transactions with members of the Board of Directors and senior management personnel

The Board members and senior management personnel have not carried out any transactions outside the ordinary course of business or other than on arm's-length terms with Naturgy Energy Group, S.A. or with Group companies.

Nota 7. Information on transactions with related parties

The following are related parties for the purposes of this Note:

- Significant shareholders of the Company, i.e. those directly or indirectly owning an interest of 5% or more, and those who, though not significant, have exercised the power to propose the appointment of a member of the Board of Directors.

Based on this definition, the significant shareholders of the Company are Fundació Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ("la Caixa"), Repsol, S.A. (Repsol) up to 17 May 2018, Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U. (a company controlled by funds advised by CVC) since 18 May 2018, and Global Infrastructure Partners III (GIP) and related companies.

- Directors and executives of the Company and their immediate families. The term "director" means a member of the Board of Directors; "executive" means a member of the Management Committee of Naturgy and the Internal Audit Director. Transactions with directors and executives are disclosed in Note 6.
- Transactions between Group companies form part of ordinary activities and are effected at arm's length. Group company balances include the amount that reflects the company's share of the balances and transactions with companies recognised by the equity method.

As at 1 January 2018 Naturgy has ceased to consider CaixaBank and the companies in its consolidated group as related parties. However, CriteriaCaixa and the companies in its consolidated group are considered as related parties as requirements established by international and commercial regulation are still met.

The overall amounts of transactions with significant shareholders are as follows, in thousand euro:

Income and expense (in thousand Euros)	Six-month period ended 30 June 2018			
	"la Caixa" Group (*)	Repsol Group (**)	Rioja Bidco Shareholdings (***)	GIP Group
Receipt of services	--	801	--	--
Total expenses	--	801	--	--
Financial income	--	38	--	--
Provision of services	--	293	--	--
Total income	--	331	--	--

(*) Since 1 January 2018, only transactions with Fundació La Caixa and Criteria are reported.

(**) Up to 17 May 2018.

(***) Since 18 May 2018.

Income and expense (in thousand Euros)	Six-month period ended 30 June 2017		
	"la Caixa" Group	Repsol Group	GIP Group
Financial expenses	535	--	--
Receipt of services	4,758	--	--
Purchases of goods	--	1,038	--
Other expenses (1)	3,390	--	--
Total expenses	8,683	1,038	--
Financial income	1	--	--
Total income	1	--	--

Other transactions (in thousand Euros)	"la Caixa" Group	Repsol Group	GIP Group
Finance agreements: loans and capital contributions (lender) (2)	244,423	--	--
Finance agreements: loans and capital contributions (borrower) (3)	100,000	--	--
Warranties and guarantees received	137,500	--	--
Dividends and other profits distributed	163,854	134,575	134,092
Other operations (4)	173,036	--	--

- (1) Includes contributions to pension plans, group insurance policies, life insurance and other expenditure.

- (2) Includes cash and cash equivalents.
- (3) At 30 June 2017, credit facilities arranged with the "La Caixa" Group amounted to €569,000 thousand, no amounts having been utilised. "La Caixa" also has shares in other loans totalling €100,000 thousand.
- (4) At 30 June 2017, the "Other transactions" heading referring to the "La Caixa" Group included €72,128 thousand in foreign exchange hedges and €100,908 thousand in interest rate hedges.

Nota 8. Events after the reporting date

There have not been significant events after the reporting date, 30 June 2018, and the formulation date of the present condensed interim financial statements.



Naturgy

Consolidated Directors' Report as at 30 June 2018

1. Company situation

Naturgy is an integrated gas and electricity company that operates in over 30 geographies and has a base of 20 million contracts in Europe and Latin America.

On 27 June 2018, a new Strategic Plan was approved whose primary goal is to orient the company towards value creation and lay the foundations for the Group's new industrial model in order to meet the challenges of the energy transition.

Naturgy's value-creation commitment rests on four basic pillars: simplicity and accountability, disciplined investment, optimisation, and shareholder remuneration.

At organisational level, changes have been made in corporate governance and in the organisation structure to facilitate decision-making and autonomy in the business units, always underpinned by oversight from headquarters.

The focus on simplicity is also reflected in the Group's strategic positioning to focus on Naturgy's core geographies and businesses. The positioning entails simplifying the business portfolio, which is being trimmed and rationalised so as restore the balance in the business mix and focus on the businesses and geographies in which Naturgy wants to strengthen its position or expand.

The Strategic Plan also steps up discipline in investing by setting hurdle rates and risk management criteria to ensure value creation and profitable growth in both organic and inorganic investments, always within the framework of the Group's industrial model and in pursuit of the objectives set in the strategic positioning.

This investment discipline will ensure that investments are optimised, but Naturgy has also made a firm commitment to optimise operating expenses, which will provide major savings with a visible impact on results.

The focus on value creation and increasing cash flow will make it possible to enhance shareholder remuneration within the period of the Strategic Plan and lay the foundations for growth, subject always to the requirement that value be created.

2. Business evolution and results

2.1. Milestones in the six-month period ended 30 June 2018

Ebitda amounted to Euros 2,004 million in the first half of 2018, a 1.3% reduction with respect to the same period of 2017. Exchange rate fluctuations in the period by all the currencies in which the group operates had a negative impact in the amount of Euros -106 million.

Net profit in the first half of 2018 amounted to Euros -3,281 million due to recognition of impairment following an exhaustive review of all the assets that might be impaired, as a result of the approval of the new Strategic Plan 2018-2022 on 27 June 2018. In recurring terms, net profit increased by 22.3% (Euros 532 million in the first half of 2018 vs. Euros 435 million in the first half of 2017).

On 22 February 2018, Repsol reached an agreement to sell its 20.072% stake in the capital of Naturgy Energy Group, S.A. to Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U., a company controlled by funds advised by CVC. The transaction was completed on 18 May 2018, with the result that Repsol, S.A. ceased to be a shareholder of the company.

The following transfers were completed in the first half of 2018: i) the remaining 41.9% of the gas distribution business in Colombia for Euros 334 million, equal to its carrying amount, net of the dividends received; consequently, this did not have any impact on the consolidated income statement; ii) the gas distribution and supply business in Italy, as well as the transfer of the gas supply contract, for Euros 766 million, generating a capital gain of Euros 188 million after taxes which was recognised under "Profits from discontinued operations net of taxes" in the consolidated income statement; and iii) the sale of a 20% minority stake in the gas distribution business in Spain for Euros 1,500 million, which resulted in an increase of Euros 1,016 million in the "Reserves" caption in the consolidated balance sheet.

On 27 June 2018, Naturgy reached an outline agreement to sell its 70% stake in Kangra Coal Proprietary Limited (mining business in South Africa) to Menar Holding. Completion of the sale is subject to the execution of the pre-emptive acquisition right held by Izimbiwa Coal Inv., Naturgy's partner in Kangra, and owner of the remaining 30%, and to fulfilment of the established time periods and procedures. The transaction represents an equity value of Euros 28 million for Naturgy's 70% stake.

On 27 June 2018, Naturgy reached an agreement to sell its entire stake in Iberafrica Power Limited, in Kenya, to AEP Energy Africa Limited. The deal represents an enterprise value of USD 62 million. Completion of the transaction is subject to obtaining the necessary regulatory approvals and clearance from the competition authorities and is expected to take place in the fourth quarter of this year.

On 27 June 2018, the Shareholders' Meeting approved the distribution of income, consisting of allocating Euros 1,001 million out of 2017 income to dividends, the same amount as in the preceding year, representing a 73.6% payout. That is a dividend of Euros 1 per share, of which Euros 0.33 per share was paid as an interim dividend in cash on 27 September 2017 and a supplementary dividend 0.670 per share was paid, also in cash, on 5 July 2018.

On 27 June 2018, the Shareholders' Meeting approved the new Strategic Plan 2018-2022, which established a new industrial model and for the business units, and the activities and markets continuity in the future, and an update of the main assumptions and business projections in light of the new context variables for the next five years.

In the context of the new Strategic Plan 2018-2022 and as part of the new shareholder remuneration policy that includes a minimum dividend of Euros 1.30 per share out of 2018 earnings, the Board of Directors declared the first interim dividend for 2018 in the amount of Euros 0.280 per share, payable entirely in cash on 31 July 2018.

Following the approval of the new Strategic Plan 2018-2022, assets were impaired in the amount of Euros 4,851 million due to re-measurement of the estimated future cash flows on the basis of the Plan and for other factors that have occurred in the period; the impairment was recognised under "Depreciation and impairment of fixed assets" (Euros 4,279 million) and "Profit/(loss) of companies measured under the equity method" (Euros 572 million) in the consolidated income statement.

As of 30 June 2018, leverage stood at 44.8%, while the net financial debt/Ebitda ratio was 3.2, both metrics were lower than in 2017.

2.2. Main aggregates

Main financial aggregates

	2018	2017	%
Net sales	12,176	11,569	5.2
Ebitda	2,004	2,030	(1.3)
Operating income	(3,224)	1,172	-
Income attributable to equity holders of the parent company	(3,281)	550	-
Net capital expenditure	(1,429)	740	-
Equity (at 30/06)	15,220	18,246	(16.6)
Attributed equity (at 30/06)	11,442	14,609	(21.7)
Net borrowings (at 30/06)	12,362	15,818	(21.8)

Key financials & metrics

	2018	2017
Leverage	44.8%	46.4%
Ebitda/Cost of net financial debt	7.3x	6.5x
Net financial debt/Ebitda	3.2x	3.7x

Main stock market ratios and shareholder remuneration

	2018	2017
Average no. of shares ('000)	1,000,462	1,000,519
No. of shares outstanding at end of period ('000)	1,000,689	1,000,689
Share price at 30/06 (euro)	22.68	20.49
Stock market capitalisation at 30/06 (million euro)	22,696	20,504
Earnings per share (Euros)	(3.28)	0.55

Main physical aggregates

	2018	2017	%
Electricity Generation:			
Electric energy produced (GWh):	22,192	22,092	0.5
Spain:	13,279	13,161	0.9
Hydroelectric	2,335	737	216.8
Nuclear	2,060	2,185	(5.7)
Coal	1,203	2,832	(57.5)
CCGTs	6,251	6,141	1.8
Renewables and Cogeneration	1,430	1,266	13.0
International:	8,913	8,931	(0.2)
Hydroelectric	194	234	(17.1)
CCGTs	7,847	7,925	(1.0)
Oil – gas	510	466	9.4
Wind	362	306	18.3
Solar	67	-	-
<hr/>			
Installed capacity (MW):	15,562	15,306	2.0
Spain:	12,718	12,716	-
Hydroelectric	1,954	1,954	-
Nuclear	604	604	-
Coal	2,010	2,010	-
CCGTs	7,001	7,001	-
Renewables and Cogeneration	1,149	1,147	0.2
International:	2,844	2,590	9.8
Hydroelectric	123	123	-
CCGTs	2,289	2,035	12.5
Oil – gas	198	198	-
Wind	234	234	-
Solar	68	-	-

	2018	2017	%
Supply			
Gas supply (GWh)	126,587	123,024	2.9
Europe wholesale	109,052	107,232	1.7
Spain retail	17,535	15,792	11.0
Electricity supply (GWh)	18,328	17,524	4.6
International LNG			
Sales (GWh)	76,793	55,603	38.1
<hr/>			
	2018	2017	%
Gas distribution:			
Sales - TPA¹:	224,119	217,771	2.9
Spain	102,730	98,913	3.9
Latin America	121,389	118,858	2.1
Gas distribution connections points (thousand) (at 30/06):	10,586	10,345	2.3
Spain	5,391	5,336	1.0
Latin America	5,195	5,009	3.7
<hr/>			
Electricity distribution:			
Sales - TPA¹:	27,513	26,928	2.2
Spain	16,294	15,977	2.0
Latin America	11,219	10,951	2.4
Electricity distribution connections (thousand) (at 30/06):	7,510	7,388	1.7
Spain	3,730	3,712	0.5
Latin America	3,780	3,676	2.8
ICEIT² (minutes)	25	67	(62.7)
<hr/>			
Gas transportation – EMPL (GWh)³	71,066	49,433	43.8

¹ Third-Party Access (energy distributed). Includes TPA services in secondary transmission.

² Installed capacity equivalent interruption time in Spain.

³ Maghreb-Europe gas pipeline.

2.3. Analysis of consolidated results

Net sales

	2018	% of total	2017	% of total	2018/2017
Gas & Electricity	9,908	81.4	9,002	77.8	10.1
Supply of gas, electricity and services	6,768	55.6	6,500	56.2	4.1
International LNG	1,795	14.7	1,124	9.7	59.7
Generation Europe	912	7.5	940	8.1	(3.0)
International generation	433	3.6	438	3.8	(1.1)
Infrastructure EMEA	1,196	9.8	1,217	10.5	(1.7)
Gas distribution Spain	612	5.0	638	5.5	(4.1)
Electricity distribution Spain	427	3.5	420	3.6	1.7
EMPL	157	1.3	159	1.4	(1.3)
Infrastructure LatAm South	2,493	20.5	2,876	24.9	(13.3)
Gas and electricity distribution Argentina	321	2.6	286	2.5	12.2
Gas distribution Brazil	735	6.0	803	6.9	(8.5)
Gas and electricity distribution Chile	1,435	11.8	1,787	15.4	(19.7)
Gas distribution Peru	2	-	-	-	-
Infrastructure LatAm North	654	5.4	688	5.9	(4.9)
Gas distribution Mexico	277	2.3	281	2.4	(1.4)
Electricity distribution Panama	377	3.1	407	3.5	(7.4)
Rest	129	1.1	129	1.1	-
Consolidation adjustments	(2,204)	(18.1)	(2,343)	(20.3)	(5.9)
Total	12,176	100	11,569	100	5.2

Net sales totalled Euros 12,176 million in the first half of 2018, a 5.2% increase with respect to the same period of 2017, due basically to higher volumes and prices in the gas business compared with the same period of the previous year, and to the currency effect.

Ebitda

	2018	% of total	2017	% of total	% 2018/2017
Gas & Electricity	595	29.7	549	27.0	8.4
Supply of gas, electricity and services	55	2.7	41	2.0	34.1
International LNG	233	11.6	163	8.0	42.9
Generation Europe	166	8.3	207	10.2	(19.8)
International generation	141	7.0	138	6.8	2.2
Infrastructure EMEA	891	44.5	878	43.3	1.5
Gas distribution Spain	432	21.6	432	21.3	-
Electricity distribution Spain	316	15.8	298	14.7	6.0
EMPL	143	7.1	148	7.3	(3.4)
Infrastructure LatAm South	362	18.1	407	20.0	(11.1)
Gas and electricity distribution Argentina	43	2.1	28	1.4	53.6
Gas distribution Brazil	110	5.5	126	6.2	(12.7)
Gas and electricity distribution Chile	211	10.5	256	12.6	(17.6)
Gas distribution Peru	(2)	(0.1)	(3)	(0.1)	(33.3)
Infrastructure LatAm North	123	6.1	139	6.8	(11.5)
Gas distribution Mexico	78	3.9	87	4.3	(10.3)
Electricity distribution Panama	45	2.2	52	2.6	(13.5)
Rest	33	1.6	57	2.8	(42.1)
Total	2,004	100	2,030	100	(1.3)

Consolidated Ebitda in the first half of 2018 amounted to Euros 2,004 million, 1.3% less than in the same period of the previous year.

Foreign currency fluctuations in consolidation by all the group's currencies had a negative impact on Ebitda in the first half of 2018 amounting to Euros 106 million with respect to the same period of 2017.

Ebitda from Naturgy's international activities accounts for 49.5% of the consolidated total, in line with the same period of last year (49.3%). Ebitda from operations in Spain maintained its share of the consolidated total at 50.5% (50.7% in the same period of 2017).

EBIT

	2018	% of total	2017	% of total	2018/2017	%
Gas & Electricity	(3,731)	115.7	200	17.1	-	-
Supply of gas, electricity and services	(6)	0.2	-	-	-	-
International LNG	197	(6.1)	139	11.9	41.7	-
Generation Europe	(3,981)	123.5	(17)	(1.5)	-	-
International generation	59	(1.8)	78	6.7	(24.4)	-
Infrastructure EMEA	598	(18.5)	595	50.8	0.5	-
Gas distribution Spain	284	(8.8)	280	23.9	1.4	-
Electricity distribution Spain	197	(6.1)	185	15.8	6.5	-
EMPL	117	(3.6)	130	11.1	(10.0)	-
Infrastructure LatAm South	184	(5.7)	281	24.0	(34.5)	-
Gas and electricity distribution Argentina	34	(1.1)	23	2.0	47.8	-
Gas distribution Brazil	78	(2.4)	91	7.8	(14.3)	-
Gas and electricity distribution Chile	120	(3.7)	170	14.5	(29.4)	-
Gas distribution Peru	(48)	1.5	(3)	(0.3)	-	-
Infrastructure LatAm North	76	(2.4)	98	8.4	(22.4)	-
Gas distribution Mexico	50	(1.6)	64	5.5	(21.9)	-
Electricity distribution Panama	26	(0.8)	34	2.9	(23.5)	-
Remainder	(351)	10.9	(2)	(0.2)	-	-
Total	(3,224)	100	1,172	100	-	-

Depreciation and amortisation and impairment charges as at 30 June 2018 amounted to Euros 5,165 million, including Euros 4,279 million in impairment of generation assets (Euros 3,929 million), computer software (Euros 171 million), and other non-viable projects (Euros 179 million) recognised after discounting future cash flows as a result of approving the Strategic Plan 2018-2022. They also include Euros 54 million in impairments recognised before the plan was approved.

Provisions for bad debts amounted to Euros 63 million, in line with the Euros 58 million booked last year.

EBIT in the first half of 2018 was negative in the amount of Euros -3,224 million as a result of the impairments.

Financial result

Net financial expenses amounted to Euros 306 million in the first half of 2018, 12.3% less than in the same period of the previous year (Euros 349 million in 2017).

The breakdown of the financial result is as follows:

	2018	2017	%
Cost of net financial debt	(274)	(315)	(13.0)
Other financial expenses/revenues	(41)	(41)	-
Financial revenues Costa Rica ¹	9	7	28.6
Net financial income	(306)	(349)	(12.3)

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

The cost of net interest-bearing debt in the first half of 2018 was Euros 274 million, i.e. lower than in the same period of the previous year due to lower rates on new issues used to refinance maturing debt or redeem bonds, and cancellation of bank debt.

The average cost of gross financial debt is 3.0%, and 89% of the debt is at fixed rates.

Equity-accounted affiliates

Equity-accounted affiliates contributed -Euros 559 million in the first half of 2018 (Euros 7 million in the same period of 2017) due to recognising impairment of the holding in the Unión Fenosa Gas subgroup (Euros -538 million) and of the holding in Ecoeléctrica (Euros -34 million).

Income tax

The effective tax rate as of 30 June 2018, based on the best estimate of the effective tax rate for the full year, without taking into account all the non-recurrent impacts of the impairments and the decrease of the deferred taxes due to the Chile merges, was 21.7%, compared with 21.5% in the same period of the previous year.

Income from discontinued operations

In the first half of 2018, income from discontinued operations amounted to Euros -15 million (Euros 64 million in the first half of 2017), corresponding to Italy (Euros 194 million, including the Euros 188 million gain on the sale of the holdings), gas distribution in Colombia (Euros 7 million), electricity distribution in Moldova (Euros -61 million that includes a write-down of the investment amounting Euros 73 million), electricity generation in Kenya (-Euros 5 million that includes a write-down of the investment amounting Euros 7 million) and mining in South Africa (Euros - 150 million that includes a write-down of the investment amounting Euros 141 million).

Non-controlling interest

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

Income attributed to non-controlling interests amounted to Euros - 103 million in the first half of 2018 (Euros - 161 million in the first half of 2017).

Net income

Net profit amounted to Euros -3,281 million (Euros 550 million in the first half of 2017). Excluding the non-recurring effects in the period, net profit amounted to Euros 532 million, compared with Euros 435 million in the same period of the previous year, an increase of 22.3%.

2.4. Consolidated balance sheet

Investments

The breakdown of net investments by type is as follows:

	2018	2017	%
Investments in property, plant and equipment and intangible assets (Note 7)	1,145	737	55.4
Financial assets	35	27	29.6
Total gross investments	1,180	764	54.5
Divestments and others.	(2,609)	(24)	-
Total net investments	(1,429)	740	-

Investments in property, plant and equipment and intangible assets amounted to Euros 1,145 million in the first half of 2018, a 55.4% increase with respect to the same period of the previous year, basically because of the recognition of two new gas carriers under finance lease (Euros 380 million: one in March 2018 and the other in June 2018).

Excluding investment in gas carriers, capital expenditure increased by 3.8%.

Divestments and other items include the sale of the businesses in Italy for Euros 766 million, the proceeds from the sale of a 20% non-controlling stake in Holding de Negocios de Gas, S.A. (Euros 1,500 million) and the proceeds from the sale of the remaining 41.9% stake in the gas distribution business in Colombia (Euros 334 million).

The breakdown of investments in property, plant and equipment and intangible assets is as follows:

	2018	2017	% 2018/2017
Gas & Electricity	623	169	268.6
Supply of gas, electricity and services	35	25	40.0
International LNG	380	-	-
Generation Europe	109	54	101.9
International generation	99	90	10.0
Infrastructure EMEA	185	190	(2.6)
Gas distribution Spain	94	82	14.6
Electricity distribution Spain	90	106	(15.1)
EMPL	1	2	(50.0)
Infrastructure LatAm South	238	230	3.5
Gas and electricity distribution Argentina	27	21	28.6
Gas distribution Brazil	35	49	(28.6)
Gas and electricity distribution Chile	170	156	9.0
Gas distribution Peru	6	4	50.0
Infrastructure LatAm North	80	93	(14.0)
Gas distribution Mexico	35	41	(14.6)
Electricity distribution Panama	45	52	(13.5)
Remainder	19	55	(65.5)
Total	1,145	737	55.4

The gas business represented 54.4% of the consolidated total due to the addition of two new gas tankers under finance lease (Euros 380 million).

Infrastructure EMEA accounts for 16.2% of total consolidated capital expenditure, having declined by 2.6% year-on-year.

Infrastructure LatAm South accounted for 20.8% of the consolidated total, having increased by 3.5% year-on-year, basically because of higher investment in Chile.

Infrastructure LatAm North accounted for 7.0% of total consolidated capital expenditure, having declined by 14.0% with respect to the same period of the previous year.

Excluding the two gas tankers acquired under finance lease in 2018, capital expenditure in Spain increased by 18.5% and accounted for 45.2% of the total, compared with 38.4% the previous year. Capital expenditure outside Spain declined by 5.6% to account for 54.8% of the total (vs. 61.6% the previous year).

Maintenance capex in the first half of 2018 amounted to Euros 309 million, compared with Euros 345 million in the same period of the previous year, a 10.4% reduction. Growth capex amounted to Euros 836 million (Euros 456 million excluding the two gas carriers acquired under finance lease) compared with Euros 392 million, a 16.3% increase without considering the ships.

Additionally, in the first half of 2018 inorganic investments in two photovoltaic projects in Brazil have been made. Development of this projects, located in Minas Gerais State, would require an approximately investment of Euros 95 million and a capacity of 83 MW and are expected to start operations in the fourth quarter of 2018.

Equity and shareholder remuneration

The distribution of 2017 income proposed to the Shareholders' Meeting on 27 June 2018 entailed allocating Euros 1,001 million to dividends, the same amount as in the previous year. That represents a dividend of Euros 1 per share and a pay-out of 73.6%, i.e. a dividend yield of 5.2% based on the share price on 31 December 2017 (Euros 19.25).

An interim dividend amounting to Euros 0.33 per share out of 2017 earnings was paid entirely in cash on 27 September 2017, and the Euros 0.67 per share supplementary dividend was paid on 5 July 2018.

In the context of the new Strategic Plan 2018-2022 and as part of the new shareholder remuneration policy that includes a minimum dividend of Euros 1.30 per share out of 2018 earnings, the Board of Directors declared the first interim dividend for 2018 in the amount of Euros 0.28 per share, payable entirely in cash on 31 July 2018.

At 30 June 2018, Naturgy's shareholders' equity totalled Euros 15,220 million. Of that total, Euros 11,442 million is attributable to Naturgy.

Debt and finances

Net interest-bearing debt (Euros million)

	30/06/18	30/06/17	%
Net financial debt	12,362	15,818	(21.8)

At 30 June 2018, net interest-bearing debt amounted to Euros 12,362 million and leverage was 44.8% (Euros 15,818 million and 46.4% at 30 June 2017).

The net debt/Ebitda ratio was 3.2 and the Ebitda/interest ratio was 7.3 at 30 June 2018, evidencing an improvement in fundamentals with respect to the preceding year (3.7x and 6.4x, respectively).

Considering the estimated impact of applying IFRS 16, net interest-bearing debt would amount to Euros 14,000 million and the leverage ratio would be 47.9%. The net debt/Ebitda ratio would be 3.6.

Net interest-bearing debt is calculated as follows:

	30/06/18	30/06/17
Non-current borrowings	13,711	14,485
Current borrowings	2,217	2,857
Cash and cash equivalents	(3,492)	(1,455)
Derivatives	(74)	(69)
Net financial debt	12,362	15,818

Maturity of net debt (Euros million)

	2018	2019	2020	2021	Post 2022
Net debt maturities	240	438	731	1,696	9,257

The above table shows Naturgy's net debt maturities at 30 June 2018.

A total of 94.9% of net interest-bearing debt matures in or after 2020. The average term of the debt is 6.3 years.

Of the net interest-bearing debt, 4.2% is short term and 95.8% is long term.

The debt structure is mainly at fixed rate (89%) taking into account the impact of the derivatives on financial liabilities

The breakdown of the net borrowings by currency at 30 June 2018, in absolute and relative terms, is as follows:

(million euro)	30/06/2018	%
EUR	9,768	79.0
CLP	1,760	14.2
USD	262	2.1
MXN	311	2.5
BRL	234	1.9
Others	27	0.3
Total net financial debt	12,362	100.0

Main financial transactions

In January 2018, Naturgy Euros 850 million in 10-year bonds paying 1.5%, the proceeds from which were used to tender for Euros 916 million in bonds maturing between 2019 and 2023. Additionally, two bonds totalling 1,099 million with an average coupon of 4.59% matured in the first quarter of 2018.

In March 2018, Gas Natural México issued Euros 153 million in 3-year bonds with a variable coupon of TIIE plus 0.40% and 7-year bonds with a coupon of 8.89%.

In the first half of 2018, issues under the Euro Commercial Paper (ECP) programme totalled Euros 3,044 million (Euros 2,133 million in the same period of 2017). The outstanding balance of issues under the ECP programme stands at Euros 500 million (there were no outstanding issues at 31 December 2017).

On 1 July 2018 an ING credit facility has been renewed amounting to Euros 300 million.

Credit rating

The credit ratings of Naturgy's short- and long-term debt are as follows:

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

On 18 July 2018, S&P ratified the long-term credit rating (BBB) and stable outlook after the presentation of the new Strategic Plan.

Liquidity and capital

At 30 June 2018, cash and cash equivalents together with available bank finance totalled Euros 10,686 million, providing the company with sufficient liquidity to cover its debt maturities for more than 24 months, with the following breakdown:

Liquidity source	Limit	Drawn	Available
Committed credit lines	6,973	213	6,760
Uncommitted credit lines	548	114	434
Cash and cash equivalents	-	-	3,492
Total	7,521	327	10,686

Additionally, at 30 June 2018, the company had Euros 6,815 million available in the form of shelf registrations for financial instruments, including Euros 4,960 million in the Euro Medium Term Notes (EMTN) programme; Euros 500 million in the Euro Commercial Paper (ECP) programme; and a combined Euros 1,355 million in the stock market certificates programmes on the Mexico Stock Exchange, the commercial paper programme on the Panama Exchange and the bond lines in Chile.

2.5. Analysis of results by segment

Gas & Electricity

2.5.1 Supply of gas, electricity and services

This business includes wholesale gas procurement and supply in the Spanish liberalised market, the supply of gas and electricity and of other products and services related to retail supply in the Spanish liberalised market, supply of gas at the last resort tariff (TUR) in Spain and supply of electricity at the small consumer voluntary price (PVPC) in Spain.

Results

	2018	2017	%
Net sales	6,768	6,500	4.1
Procurement	(6,457)	(6,190)	4.3
Net personnel expenses	(64)	(54)	18.5
Other revenues/expenses	(192)	(215)	(10.7)
Ebitda	55	41	34.1
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(31)	(13)	138.5
Allocation to provisions	(30)	(28)	7.1
EBIT	(6)	-	-

Net sales amounted to Euros 6,768 million, a 4.1% increase with respect to last year. Ebitda amounted to Euros 55 million, 34.1% more than in the same period of the previous year due to improved retail margins.

The Euros 17 million increase in depreciation and amortisation charges in the period is due mainly to the application of IFRS 5.

Main aggregates

The main aggregates in the supply activity are as follows:

	2018	2017	%
Gas sales (GWh)	126,587	123,024	2.9
Europe wholesale	109,052	107,232	1.7
Retail Spain	17,535	15,792	11.0
Electricity sales (GWh)	18,328	17,524	4.6
Retail contracts (Spain) ('000, at 30/06)	11,655	11,740	(0.7)
Energy contracts	8,796	8,856	(0.7)
Energy services contracts	2,859	2,884	(0.9)
Contracts per customer (Spain)	1.52	1.52	-
Gas contract market share (Spain)	53.8	55.0	1.2 p.p.

Gas supply

In June, Sonatrach and Naturgy strengthened their relationship by extending the contracts for the purchase of Algerian gas until the end of the next decade; their alliance ensures a stable supply of gas to Spain.

The renewal of the contracts enables Naturgy to maintain a very large volume and ensures an optimal mix of natural gas (NG) and liquefied natural gas (LNG) in its inputs.

The first shipment of LNG under the long-term contract signed with the Russian company Yamal LNG was unloaded on 21 June 2018. This is the first of a total of 37 shiploads that will reach south-western Europe each year until 2041. This contract expands Naturgy's portfolio of strategic suppliers and reinforces the diversity of supply in this region of Europe with the first long-term contract for the supply of LNG from Russia.

Wholesale supply

Wholesale supply in Spain totalled 75,728 GWh, a 1.2% increase with respect to the same period of the previous year.

Naturgy has a strong position in natural gas supply in Europe, with a presence in France, Belgium, Luxembourg, the Netherlands, Germany, Ireland and Portugal. Its customers are mainly industrial and services companies and the public sector.

Sales in France totalled 20.1 TWh in the first half. Sales in Belgium, Luxembourg, the Netherlands, Germany and Ireland amounted to 9.9 TWh in the same period.

Naturgy is still Portugal's second-largest operator (and its largest foreign operator), with a market share of approximately 14%, and it sold 3.2 TWh there in the first half of 2018.

Retail supply

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

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

With a strong focus on continued growth in the retail business, the company sells products and services throughout Spain, having signed 745 thousand new contracts in the first half of 2018.

The offering of services for residential and SME customers has enabled the company to increase the number of active contracts to 2.8 million, managed through the group's own operating platform with 121 associated firms connected via a mobile online system. As a result of this performance, the portfolio of energy and services contracts in the retail segment increased in value.

Naturgy continues to focus on developing natural gas service stations that are open to the public. In the first half of 2018, the company had 49 natural gas service stations, supplying both compressed and liquefied natural gas. A total of 30 stations are open to the public and 19 are private. Additionally, Naturgy is running four special projects developed to encourage the vehicular natural gas use.

As for electricity supply, 18,328 GWh were sold in the first half of 2018, including sales in the liberalised market and under the last resort tariff, a 4.6% increase. The electricity supply portfolio is in line with Naturgy's strategy of maximising margins, optimising market share, and hedging against price variations in the electricity market.

2.5.2 LNG International

This includes trading of liquefied natural gas in international markets and maritime transportation.

Results

	2018	2017	%
Net sales	1,795	1,124	59.7
Procurement	(1,555)	(952)	63.3
Net personnel expenses	(2)	(3)	(33.3)
Other revenues/expenses	(5)	(6)	(16.7)
Ebitda	233	163	42.9
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(36)	(24)	50.0
Allocation to provisions	-	-	-
EBIT	197	139	41.7

Ebitda in the LNG business amounted to Euros 233 million in the first half of 2018, a 42.9% increase year-on-year.

Main aggregates

	2018	2017	%
Gas sales (GWh)	76,793	55,603	38.1
Shipping fleet capacity (m ³)	1,463,149	1,095,532	33.6

LNG trading in the international market increased by 38.1% in the first half to 76,793 GWh. This increase was due to the availability of larger volumes under Naturgy's long-term procurement contracts, as well as the completion of a larger number of LNG optimisation and trading transactions.

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

The shipping fleet expanded with the addition of two new vessels under long-term charter to handle the larger procurement volume.

The main gas price indices performed as follows:

	2018	2017	%
Brent (USD/bbl)	70.6	51.8	36.3
Henry Hub (USD/MMBtu)	2.8	3.2	(12.5)
NBP (USD/MMBtu)	7.7	5.4	42.6
TTF (EUR/MWh)	19.5	17.4	12.7

2.5.3 Generation Europe

Includes power generation in Spain, also conventional and renewable.

Results

	2018	2017	%
Net sales	912	940	(3.0)
Procurement	(465)	(458)	1.5
Net personnel expenses	(56)	(60)	(6.7)
Other revenues/expenses	(225)	(215)	4.7
Ebitda	166	207	(19.8)
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(4,147)	(224)	-
Allocation to provisions	-	-	-
EBIT	(3,981)	(17)	-

Net sales in the electricity generation business in Spain amounted to Euros 912 million, 3.0% less than in the same period of the previous year, while Ebitda amounted to Euros 166 million, 19.8% less than in the same period last year.

Depreciation and amortisation charges and impairment losses amounted to Euros 4,147 million, including Euros 3,929 million of impairments as a result of discounting future cash flows following approval of the Strategic Plan 2018-2022.

Market situation

Electricity demand in mainland Spain amounted to 126.4 TWh in the first half of the year, an increase of 1.2% with respect to the same period of 2017. Adjusting for temperatures and the calendar effect, growth would have been 1.1% in 2018.

Peak capacity usage in one hour was registered on 27 June: 36,927 MW, i.e. below the 39,017 MW attained in the same quarter of the previous year (22 June 2017) and well below the all-time summer record of 40,934 MW reached in July 2010.

The balance of physical international interchanges amounted to 6,033 GWh in the first half of 2018, 18.7% more than the 5,081 GWh registered in the same period of the previous year.

Year-to-date consumption for pumped storage amounted to 2,243 GWh, i.e. 7.5% more than in 2017 due to lower market prices in comparison with last year.

Net generation in Spain increased by 0.6% overall in the first half of 2018. Renewable output increased by 23.3% year-on-year and covered 44.6% of demand, compared with 36.6% the previous year.

Wind output in the first half amounted to 27,779 GWh (+10.4% year-on-year) and covered 22.0% of demand, two points more than in the same period of 2017.

In terms of hydroelectric energy capability, the second quarter of 2018 was rated as wet, with an exceedance probability of 20% when compared with the historical average; i.e. statistically, 20 out of every 100 years would be dryer. The trend during the quarter was similar.

Non-renewable output declined by -13.0%. The thermal gap narrowed by -22.6% in the first half of the year, achieving coverage that was 6 points lower than in the same period of 2017 (19.6% vs. 25.6%).

Nuclear output decreased by -10.7%, coal-fired output by -31.0%, CCGT output by -8.5% and output from other non-renewable thermal, cogeneration and energy-from-waste increased by 1.6% at the end of the first half, compared with the same period of last year.

Year-to-date, the weighted average price in the electricity pool was Euros 50.92/MWh, i.e. 1.97% less than in the same period of 2017.

Movements in the main electricity and related market price indices (in addition to the indices mentioned in point 2.5.2.) are set out below:

	2018	2017	%
Arithmetic mean daily market price (€ /MWh)	50.1	51.3	(2.3)
Coal API 2 CIF (USD/t)	88.0	78.9	11.5
CO ₂ EUA (€/ton)	12.1	5.0	142.0

Main aggregates

The key figures of Naturgy's generation business in Spain are as follows:

	2018	2017	%
Installed capacity (MW):	12,719	12,716	-
Generation:	11,569	11,569	-
Hydroelectric	1,954	1,954	-
Nuclear	604	604	-
Coal	2,010	2,010	-
CCGTs	7,001	7,001	-
Renewable and cogeneration output:	1,150	1,147	0.3
Wind	982	979	0.3
Small hydroelectric	110	110	-
Cogeneration and other	58	58	-
Electric energy produced (GWh):	13,280	13,161	0.9
Generation:	11,849	11,895	(0.4)
Hydroelectric	2,335	737	216.8
Nuclear	2,060	2,185	(5.7)
Coal	1,203	2,832	(57.5)
CCGTs	6,251	6,141	1.8
Renewable and cogeneration output:	1,431	1,266	13.0
Wind	1,079	987	9.3
Small hydroelectric	316	240	31.7
Cogeneration and other	36	39	(7.7)
Market share of generation	16.8	16.5	0.3 p.p.

Naturgy's output in the first half of 2018 amounted to 13,280 GWh, a 0.9% increase with respect to same period of the previous year.

Conventional hydroelectric output increased by 216.8% to 2,335 GWh. The first quarter of 2018 was average in terms of precipitation, and this situation was maintained in the second quarter, ending June with an exceedance probability of 39%, i.e. in statistical terms, 39 out of every 100 years would be wetter.

Reservoirs in the Naturgy watersheds were at 54% of capacity, twenty points higher than at the end of 2Q17 and 37 points higher than at the beginning of the year.

Nuclear output declined by -5.7% while coal-fired output was down -57.5%, and overall utilisation stood at 14%.

CCGT output increased by 1.8% year-on-year to 6,251 GWh. CCGT utilisation year-to-date was 21%, more than double that of the industry as a whole.

Emissions of CO₂ in the first half of 2018 from Naturgy's coal-fired power plants and CCGTs that are affected by the regulation governing greenhouse gas emissions trading totalled 3.6 million tons (-1.4 million tons with respect to the same period of 2017). That decrease was mainly due to coal-fired power plants, caused by lower utilisation as a result of greater precipitation and the use of renewable sources in the first half of 2018 in comparison with the previous year.

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

Naturgy's share of conventional output was 16.8% in the first half of 2018, 0.3 points more than in the same period of 2017.

As for renewable generation and cogeneration, during the second quarter of 2018 Naturgy Renovables commissioned its first wind farm in the Canary Islands: the Haria 2.35 MW wind farm on Gran Canaria is among the projects that the group registered in 2015 under the 450 MW quota opened by the Canary Islands Regional Government.

2.5.4 Generation International (GPG)

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

Results

	2018	2017	%
Net sales	433	438	(1.1)
Procurement	(243)	(247)	(1.6)
Net personnel expenses	(19)	(18)	5.6
Other revenues/expenses	(30)	(35)	(14.3)
Ebitda	141	138	2.2
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(82)	(60)	36.7
Allocation to provisions	-	-	-
EBIT	59	78	(24.4)

GPG's Ebitda in the first half of 2018 amounted to Euros 141 million, up 2.2% year-on-year due basically to a higher Ebitda contribution from O&M Energy, Costa Rica and Brazil (which was not operational in 1H17), and despite an adverse currency effect (Euros -17 million, basically because of USD).

Ebitda in Mexico declined by -5.4% as a result of the exchange rate effect offset with the higher contribution margin, due basically to higher surplus output.

The Bii Hioxo plant performed better than last year because of a higher wind index.

Ebitda in the Dominican Republic increased by 8.3% year-on-year due to higher output and a higher margins in spot prices, higher demand, lower precipitation and the withdrawal of competitors from the system.

Brazil, which came into operation in September 2017, contributed Euros 4.4 million in Ebitda in the first half of 2018.

Ebitda in Costa Rica increased by over 100% as a result of the recovery of water dispatching revenues (not paid in previous periods) and the penalty imposed by ICE in the second quarter of 2017 due to the delayed entry into commercial operation of the Torito plant.

Main aggregates

The key physical aggregates in this business are as follows:

	2018	2017	%
Installed capacity (MW):	2,912	2,590	12.4
Mexico (CC)	2,289	2,035	12.5
Mexico (wind)	234	234	-
Brazil (solar)	68	-	-
Costa Rica (hydroelectric)	101	101	-
Panama (hydroelectric)	22	22	-
Dominican Republic (oil-fired)	198	198	-
Electric energy produced (GWh):	8,980	8,931	0.5
Mexico (CC)	7,847	7,925	(1.0)
Mexico (wind)	362	306	18.3
Brazil (solar)	67	-	-
Costa Rica (hydroelectric)	154	196	(21.4)
Panama (hydroelectric)	40	38	5.3
Dominican Republic (oil-fired)	510	466	9.4
Availability factor (%)			
Mexico (CC)	90.8	95.6	-4.8 p.p.
Costa Rica (hydroelectric)	99.3	96.8	2.5 p.p.
Panama (hydroelectric)	81.8	90.1	-8.3 p.p.
Dominican Republic (oil-fired)	93.9	92.1	1.8 p.p.

Output from the CCGT plants in Mexico decreased year-on-year as a result of the longer maintenance shutdowns at Tuxpan. This effect was partly offset by the sale of larger surpluses, mainly by Norte Durango. The capacity increase year-on-year was due to the recognition of additional capacity in the CCGT plants and the high fogging process implemented in Norte Durango and Tuxpan. Differences in maintenance calendars between years resulted in lower availability than in 2017.

Wind power output by Bii Hioxo increased as a result of the higher wind index.

Hydroelectric output in Costa Rica was impaired by lower precipitation. As discussed in section 2,3, the Costa Rica concessions are accounted for as finance leases in accordance with IFRIC 12.

Output in Panama increased slightly year-on-year as a result of greater precipitation this year in the areas where the plants are located. The reduction in availability year-on-year is attributable to the damage to Unit 2 of the La Yeguada hydroelectric plant.

Output in the Dominican Republic increased year-on-year due to higher demand, lower precipitation and the withdrawal of more efficient plants from the system.

Naturgy's first photovoltaic power project in Brazil entered commercial operation in September 2017: the Sobral I and Sertao I solar farms, with an installed capacity of 68 MW, are located in the Piauí region in northern Brazil.

Infrastructure EMEA

2.5.5 Gas distribution Spain

This area includes remunerated gas distribution and transportation as well activities that are charged for outside the regulated distribution system (meter rental, customer connections, etc.), and the piped liquefied petroleum gas (LPG) business.

Results

	2018	2017	%
Net sales	612	638	(4.1)
Procurement	(41)	(50)	(18.0)
Net personnel expenses	(43)	(44)	(2.3)
Other revenues/expenses	(96)	(111)	(13.5)
Ebitda	432	433	(0.2)
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(146)	(148)	(1.4)
Allocation to provisions	(2)	(4)	(50.0)
EBIT	284	281	1.1

Net sales in the gas distribution business amounted to Euros 612 million, i.e. Euros 26 million less than the previous year due to the lower meter rental revenues due to application of the price reduction under Order ETU/1283/2017, of 22 December 2017, in force since January 2018.

These factors, coupled with the positive impact of efficiency measures on operating expenses, resulted in a 0.2% reduction in Ebitda.

Main aggregates

	2018	2017	%
Sales – TPA (GWh)	102,730	98,913	3.9
LPG sales (ton)	54,166	85,223	(36.4)
Distribution network (km)	55,871	53,042	5.3
Increase in connection points (thousand)	20	23	(13.0)
Connection points (thousand) (at 30/06)	5,391	5,336	1.0

Regulated gas sales increased by 3.9% (+3,817 GWh).

Demand growth was concentrated in the residential market. Growth far outstripped the same period of the previous year: +15% (+3,839 GWh) due to favourable weather conditions in March, which was the coldest in 15 years.

The decline in LPG sales was due to a reduction in the number of consumers using this fuel as a result of the shift to natural gas.

2.5.6 Electricity distribution Spain

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

Results

	2018	2017	%
Net sales	427	420	1.7
Procurement	-	-	-
Net personnel expenses	(39)	(53)	(26.4)
Other revenues/expenses	(72)	(69)	4.3
Ebitda	316	298	6.0
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(119)	(113)	5.3
Allocation to provisions	-	-	-
EBIT	197	185	6.5

The Ministerial Order on electricity tolls for 2018 (ETU/1282/2017) establishes that, until the approval of the remuneration for transmission and distribution for 2018 under the provisions of Royal Decree 1047/2013, of 27 December, and Royal Decree 1048/2013, of 27 December, the remuneration established in Order IET/981/2016 and Order IET/980/2016, which established the remuneration for electricity transmission and distribution companies for 2016, will be paid pro rata.

Net revenues amounted to Euros 427 million, i.e. slightly higher than in the same period of 2017, due to application of the aforementioned Ministerial Orders and to the accrual of investments that were brought into operation, considering also the adjustment to the finance percentage of the base, as published in the draft ministerial order covering the remuneration for distribution.

Ebitda amounted to Euros 316 million in the first half of 2018, a 6.0% increase with respect to the same period of 2017, due to the positive impact of the reduction in personnel expenses (-26.4%) as a result of business efficiency measures implemented in 2017.

Main aggregates

	2018	2017	%
Sales – TPA (GWh)	16,294	15,977	2.0
Connection points (thousand) (at 30/06)	3,730	3,712	0.5
ICEIT (minutes)	25	67	(62.7)

Energy supplied increased by 2% in the first half with respect to the same period of 2017. The increase was 0.9% in year-on-year terms. Domestic demand amounted to 124,605 GWh in the first half of 2018, a 1% increase, according to figures from Red Eléctrica de España (REE).

The number of supply connections increased in the first half of 2018, by 9,952.

Despite the improvement with respect to the first half of 2017, outage statistics (ICEIT) were penalised in the first half of 2018 by storms in March. The same period of 2017 was also affected by major storms in Galicia (Jurgen, Kurt and Leiv) which had a very significant impact on figures in the first half.

As of 30 June 2018, smart meters accounted for 97.5% of the total, and 95.9% of meter readings are performed on a remote basis. The plan is to achieve 100% smart meters and remote readings in the residential market by 31 December 2018, as required by law. Nevertheless, in accordance with Order ETU 1282/2017, from 1 January 2019, electricity distribution companies are allowed to have up to 2% of their meters without upgrading provided that this is due to causes not attributable to the companies themselves, which must be supported and accepted by the National Markets and Competition Commission.

2.5.7 EMPL

This area refers to operation of the Maghreb-Europe gas pipeline.

Results

	2018	2017	%
Net sales	157	159	(1.3)
Procurement	-	-	-
Net personnel expenses	(2)	(2)	-
Other revenues/expenses	(12)	(9)	33.3
Ebitda	143	148	(3.4)
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(26)	(18)	44.4
Allocation to provisions	-	-	-
EBIT	117	130	(10.0)

Net revenues in the Infrastructure business totalled Euros 157 million in the first half of 2018, a 1.3% decline year-on-year.

Ebitda declined by 3.4% year-on-year to Euros 143 million due to the negative impact of the USD exchange rate (Euros -17 million) offset with the increase in the transported volume and for the 3% increase in the transportation fee.

Main aggregates

The main aggregates in international gas transportation are as follows:

	2018	2017	%
Gas transport-EMPL (GWh):	71,066	49,433	43.8
Portugal-Morocco	20,398	20,441	(0.2)
Spain (Naturgy)	50,668	28,992	74.8

The gas transportation activity conducted in Morocco through companies EMPL and Metragaz represented a total volume of 71,066 GWh, 43.8% more than in the same period last year. Of that figure, 50,668 GWh were shipped for Naturgy through Sagane and 20,398 GWh for Portugal and Morocco.

Naturgy owns 14.9% of Medgaz, the company that owns and operates the Algeria-Europe subsea gas pipeline connecting Beni Saf with the Almería coast in Spain (capacity: 8 bcm/year). That capacity is associated with a supply contract amounting to 0.8 bcm/year. A total of 4,023 GWh were shipped via the Medgaz pipeline for Naturgy in the first half of 2018.

Infrastructure Latin America South

This refers to the regulated gas distribution business in Argentina, Brazil, Chile and Peru and the electricity distribution in Argentina and Chile. In Chile also includes the gas supply activity and the electricity transmission activity.

2.5.8 Gas and electricity distribution Argentina

Results

	2018	2017	%
Net sales	321	286	12.2
Procurement	(203)	(178)	14.0
Net personnel expenses	(17)	(22)	(22.7)
Other revenues/expenses	(58)	(58)	-
Ebitda	43	28	53.6
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(2)	(2)	-
Allocation to provisions	(7)	(3)	-
EBIT	34	23	47.8

Ebitda of Gas and electricity distribution in Argentina amounted to Euros 43 million, with an increase of 53.6% in respect to the same period of the previous year, following the full application of the tariff review process, whose final stage was approved in April 2018 and despite the impact of the Argentine peso devaluation (Euros -24 million).

Main aggregates

The main aggregates in this area are as follows:

	2018	2017	%
Gas activity sales (GWh)	34,576	34,880	(0.9)
Gas sales	14,138	13,860	2.0
TPA	20,438	21,020	(2.8)
Distribution network (km)	25,965	25,749	0.8
Increase in connection points (thousand)	8	10	(20.0)
Connection points (thousand) (at 30/06)	1,659	1,642	1.0
Electricity sales (GWh)	998	977	2.1
Electricity sales	830	810	2.5
TPA	168	167	0.6
Connection points (thousand) (at 30/06)	231	224	3.1

Gas sales volumes in the first half were in line with the previous year's figures, however, in operating segments there is a notable 9% increase in sales in the deregulated industrial market and higher sales to residential-commercial customers due to lower average temperatures than last year, though this was offset by lower sales of automotive gas and lower TPA.

2.5.9 Gas distribution Brazil

Results

	2018	2017	%
Net sales	735	803	(8.5)
Procurement	(563)	(603)	(6.6)
Net personnel expenses	(20)	(21)	(4.8)
Other revenues/expenses	(42)	(53)	(20.8)
Ebitda	110	126	(12.7)
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(30)	(33)	(9.1)
Allocation to provisions	(2)	(2)	-
EBIT	78	91	(14.3)

Brazil's Ebitda decrease a 12.7%, affected, with a negative impact of Euros -23 million. Dispatching and TPA for thermal power plants was 8.9% lower than in the first half of 2017. In contrast, sales of automotive natural gas increased by 9.6% year-on-year as it proved more competitive than liquid fuels; industrial market sales declined by 4.2%, while gas sales in the residential-commercial market were in line with the previous year.

The Ebitda evaluation performance is due to higher gas margins in the automotive and residential markets, mainly because higher volumes offset lower sales in other market segments. Additionally, tariffs increased due to retroactive updates and inflation adjustments.

Main aggregates

	2018	2017	%
Gas activity sales (GWh)	35,461	37,197	(4.7)
Gas sales	28,850	31,579	(8.6)
TPA	6,611	5,618	17.7
Distribution network (km)	7,627	7,382	3.3
Increase in connection points (thousand)	19	21	(9.5)
Connection points (thousand) (at 30/06)	1,109	1,058	4.8

Sales declined by 4.7%: power generation and TPA sales fell by -8.9% due to lower thermal power plant utilisation, while industrial sales declined by 4.2% because of the crisis, as the macroeconomic situation is still recovering. Sales in the residential and commercial market declined slightly, by 0.3%, mainly as a result of lower consumption by large retailers. In contrast, automotive gas sales increased by 9.6% as it proved more competitive than liquid fuels and because of the larger demand for vehicle conversion in the period.

2.5.10 Gas and electricity distribution Chile

Includes the activities of gas distribution, gas supply and the electricity transmission and distribution activities.

Results

	2018	2017	%
Net sales	1,435	1,787	(19.7)
Procurement	(1,009)	(1,350)	(25.3)
Net personnel expenses	(73)	(77)	(5.2)
Other revenues/expenses	(142)	(104)	36.5
Ebitda	211	256	(17.6)
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(79)	(74)	6.8
Allocation to provisions	(12)	(12)	-
EBIT	120	170	(29.4)

Chile contributed Euros 211 million in Ebitda, basically as a result of non-recurring expenses related to tree felling and pruning, fire prevention, fines and penalties in the electricity distribution area, and the costs of litigation with gas producers.

Main aggregates

The key physical aggregates in this business are as follows:

	2018	2017	%
Gas distribution sales (GWh)	5,222	5,166	1.1
Gas commercialization sales (GWh)	3,102	3,404	(8.9)
TPA (GWh)	15,664	15,040	4.1
Distribution network (km)	7,358	7,092	3.8
Increase in connection points (thousand)	12	9	33.3
Connection points (thousand) (at 30/06)	614	593	3.5
	-	-	
Electricity sales (GWh):	7,675	7,446	3.1
Electricity sales	6,377	6,842	(6.8)
TPA	1,298	604	114.9
Connection points (thousand) (at 30/06)	2,893	2,824	2.4
Electricity transmitted (GWh)	7,573	7,396	2.4
Transmission network (km, at 30/06)	3,528	3,528	-

- In gas distribution in Chile, the number of gas supply connections increased by 22 thousand, including growth in the residential-commercial (3.7%) and industrial (0.3%) segments with respect to the first half of 2017. As for gas sales and TPA, the strongest growth was observed in the TPA (4.1%) and industrial (4.1%) segments, while there was a decline year-on-year in sales for power generation (-8.7%) and to residential-commercial customers (-3.1%).
- In electricity distribution in Chile, there was a 2.4% year-on-year increase in electricity transmission, mainly due to greater activity in the first half. The transmission grid is 3,528 km long, the same as last year.

Infrastructure Latin America North

This refers to the regulated gas distribution business in Mexico and the electricity distribution business in Panama.

2.5.11 Gas distribution Mexico

Results

	2018	2017	%
Net sales	277	281	(1.4)
Procurement	(159)	(160)	(0.6)
Net personnel expenses	(16)	(13)	23.1
Other revenues/expenses	(24)	(21)	14.3
Ebitda	78	87	(10.3)
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(20)	(17)	17.6
Allocation to provisions	(8)	(6)	33.3
EBIT	50	64	(21.9)

In the first half of 2018, ebitda in Mexico amounted to Euros 78 million, i.e. Euros - 9 million less than in the same period of 2017, basically because of devaluation of the Mexican peso.

Main aggregates

	2018	2017	%
Gas activity sales (GWh)	27,343	28,787	(5.0)
Gas sales	10,379	10,843	(4.3)
TPA	16,964	17,944	(5.5)
Distribution network (km)	22,204	21,385	3.8
Increase in connection points (thousand)	31	58	(46.6)
Connection points (thousand) (at 30/06)	1,804	1,716	5.1

The commercial strategy was redesigned in the first half to focus efforts on the most profitable areas, such as Mexico City and some areas of Monterrey. This strategy led to a reduction in new customer additions but they were of better quality.

As part of this refocus, stricter criteria were adopted for retaining customers with bad debt problems. This, coupled with the aggressive customer acquisition drive in recent years, increased customer churn in the period.

At the end of June 2018, there were 1,804 thousand customers (1,802 thousand residential-commercial), a 5.1% increase year-on-year, while the sales volume stood at 27,343 GWh, 5.0% less, due to performance by the TPA and industrial markets. Residential-commercial sales, which have higher margins, increased by 7%.

Affected by the new commercial policy, the distribution network increased by 3.8%, i.e. slightly more slowly than in the previous year (4.2%).

2.5.12 Electricity distribution Panama

Results

	2018	2017	%
Net sales	377	407	(7.4)
Procurement	(305)	(324)	(5.9)
Net personnel expenses	(6)	(6)	-
Other revenues/expenses	(21)	(25)	(16.0)
Ebitda	45	52	(13.5)
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(17)	(16)	6.3
Allocation to provisions	(2)	(2)	-
EBIT	26	34	(23.5)

Ebitda in the Panama business in the first half of 2018 amounted to Euros 45 million with a 13.5% decrease, basically because of higher energy losses in the period. It is expected that part of this effect can be recovered in the remainder of the year.

Main aggregates

	2018	2017	%
Electricity sales (GWh):	2,545	2,527	0.7
Electricity sales	2,434	2,477	(1.7)
TPA	111	50	122.0
Connection points (thousand) (at 30/06)	656	628	4.5

Electricity sales increased slightly year-on-year, though by less than the average increase of recent years. Temperatures year-to-date have been below the historical average, with the result that energy sale volumes have expanded by less than projected.

The number of supply connections increased by 4.5%, in line with the pace of growth in the previous year.

3. Main risks and uncertainties

3.1. Operating risks

3.1.1. Regulatory risk

Naturgy and its subsidiaries are required to comply with legislation governing the natural gas and electricity sectors. In particular, gas and electricity distribution are regulated activities in most of the countries in which Naturgy performs them.

Legislation applicable to the natural gas and electricity sectors in the countries in which Naturgy operates is generally revised on a regular basis by the competent authorities. Any amendments may affect the current remuneration system for regulated activities, adversely impacting Naturgy's business, profits, grants and financial position.

In the event that competent public or private bodies interpret or apply such regulations based on criteria that differ from those of Naturgy, its compliance might be questioned or appealed and, in the event that an infringement were proven, there might be a material adverse impact on Naturgy's business, prospects, profits, grants and financial position.

Regulatory risk management is founded on smooth communication between Naturgy and regulators. Additionally, in the course of its regulated activities, Naturgy ensures that its costs and investments are aligned with the rates of return recognised for each business.

3.1.2. Gas and electricity volume risk

Most purchases of natural gas and liquefied natural gas (LNG) are made under long-term contracts containing clauses whereby Naturgy is obligated to purchase certain annual volumes of gas ("take-or-pay" clauses). Under such contracts, even if Naturgy does not need to acquire the committed volume of gas at a given time, it is contractually obligated to pay for the minimum volume committed in the take-or-pay clauses.

The contracts stipulate gas volumes in line with Naturgy's estimated needs. However, actual needs may be below the volumes estimated when the contracts were arranged. In the event of significant departures from the estimates, Naturgy will be obligated to purchase a large volume of gas than is actually needed or, failing this, to pay for the minimum volume of gas committed, irrespective of whether or not it acquires the volume that exceeds its needs; this could have a significant adverse effect on Naturgy's operating costs.

In the electricity business, Naturgy's results are exposed to a reduction in the amount of electricity generated, which is shaped by trends in demand for electricity. Additionally, in view of the major role played by CCGT technology in Naturgy's generating fleet, the amount of power generated might be reduced because of the growing importance of power generation from renewable sources. Business results may also be affected by the levels of hydroelectric output, which may impact the production mix and costs.

A decrease in the volume of electricity generated would increase uncertainty as regards the achievement of generation/supply objectives and the variability of the results.

Naturgy manages contracts and assets on a globally integrated basis to optimise energy balances, enabling it to correct any deviation in the most profitable manner possible.

3.1.3. Operational risk

a) Insurable risks

Naturgy's activities are exposed to a variety of operational risks such as faults in the distribution network, in electricity generation facilities and in gas carriers, explosions, polluting emissions, toxic spillage, fire, adverse weather conditions, contractual breaches, sabotage or accidents affecting the gas distribution network or electricity generation assets, and other damage and force majeure circumstances that might cause bodily harm and/or material damage, affecting or destroying Naturgy's facilities or property. Events such as these, or similar events, are unforeseeable and may interrupt the supply of gas and generation of electricity. In such situations, although coverage is provided by risk insurance policies, such as policies covering loss of profit and material damage, Naturgy's financial situation and results could be affected to the extent that any losses are not insured, coverage is insufficient, or economic losses are generated due to coverage limits or an increase in the excess, as well as potential increases in premiums paid to insurers.

Naturgy might also have to respond to third-party claims for bodily harm and/or other damage caused in the ordinary course of business. Such claims could result in the payment of indemnities under legislation applicable in the countries in which Naturgy operates, which could have a material adverse impact on the business, prospects, financial position and results if the its third-party liability insurance policies not cover the amount of the indemnities.

Naturgy prepares continuous improvement plans to reduce the frequency and severity of potential incidents. Specific asset supervision units have been created to intensify preventive and predictive maintenance, among other measures. Additionally, the approach to insurance coverage is based on optimising the total cost of risk.

b) Image and reputation

Naturgy is exposed to opinions and perceptions of a variety of stakeholders. Such perceptions may be adversely impacted by events caused by the Company or by third parties over which the Company has little or no control, impacting its own reputation or that of the industry. Such impacts might cause medium-term financial damage by increasing regulatory demands or funding costs or by requiring additional expenditure to win customers.

Naturgy is engaged actively in identifying and monitoring potential reputational events and the stakeholders affected. Transparency also forms part of our communication policy.

c) Environment

Naturgy's activities are subject to extensive legislation on environmental protection.

Naturgy and its subsidiaries must comply strictly with extensive environmental protection regulations requiring, among other aspects, the preparation of environmental impact analyses, obtainment of authorisations, licences and permits, and fulfilment of certain requirements. Considerations include:

- Environmental authorisations and licences might not be granted or might be revoked due to failure to comply with the attached conditions;
- The regulatory framework or its interpretation by the authorities might be amended, resulting in higher costs or deadlines for compliance with the new requirements.

In order to mitigate this risk, Naturgy has adopted an integrated environmental management system and has emergency plans for facilities where there is a risk of accidents with an

environmental impact. Specific insurance policies have also been arranged to cover this type of risks.

d) Climate change

Demand for electricity and natural gas is related to the weather. A significant part of gas consumption during the winter months is driven by seasonal needs for space heating in the residential segment, as well as to enable the CCGT plants to support production in the electricity system. In summer, consumption is driven by power generation basically for air conditioning. Naturgy's revenue and results from natural gas distribution and supply activities might be adversely affected in the event that the autumn months become warmer or winters become milder. Demand for electricity might also fall if summers become milder, due to a decline in demand for air conditioning. Additionally, hydroelectric generation plant utilisation depends on rainfall in the plant locations and might be affected by drought.

European policies and measures to combat climate change could affect Naturgy's results in the event that the competitiveness of the Company's generation mix is altered.

Naturgy forms part of a number of work groups at European level, enabling strategy to be adapted to new regulations in advance. The company also forms part of clean development projects designed to reduce CO₂ emissions.

e) Geopolitical exposure

Naturgy has interests in countries with different political, economic and social environments; in this regard, two main areas are particularly relevant:

- Latin America

A large part of Naturgy's operating profits are generated by its Latin American subsidiaries. Operations in Latin America are exposed to a range of risks inherent to investment in the region. Of the risk factors linked to investment and business in Latin America, the following should be noted:

- Considerable influence of local governments on the economy;
- Significant fluctuation in the economic growth rate;
- High inflation;
- Devaluation, depreciation or overvaluation of local currencies;
- Controls or restrictions on the repatriation of earnings;
- Fluctuating interest rates;
- Changes in financial, economic and fiscal policies;
- Unexpected changes to regulatory frameworks;
- Social tensions and
- Political and macroeconomic instability.

- Middle East and Maghreb

Naturgy has both its own assets and major contracts for the supply of gas from various Maghreb countries and the Middle East, particularly Egypt. Political instability in the zone may result in physical damage to the assets of Naturgy's investee companies or the obstruction of the operations of those or other companies, interrupting the Group's gas supply.

Naturgy has a diversified portfolio both in the countries in which it carries on energy distribution activities (Latin America, Europe) and the countries that supply gas (Latin America, Africa, Middle East, Europe). Diversification minimises the risk of expropriation and of supply interruption due to the knock-on effect of political instability in neighbouring countries. Specific insurance policies have also been arranged for these risks.

3.2. Financial risks

Financial risks (interest rate, exchange rate, commodity price, credit and liquidity risk) are detailed in Note 17 to the 2017 Consolidated Annual Accounts.

3.3. Main opportunities

- Generation mix: Naturgy's generating fleet, consisting mainly of CCGT facilities, has the necessary flexibility to adapt to different market circumstances, based on optional dispatching; it is thus a valuable asset to leverage opportunities related to price and demand volume volatility in the gas and electricity markets. Despite the transition to renewable energy, the CCGTs' operational flexibility means that this technology is well placed to make a meaningful contribution in the future.
- International generation: Increase renewable capacity internationally, given that renewable energies are cost-competitive and Naturgy's presence in growth markets.
- Portfolio of natural gas and LNG procurements: Management of gas pipelines, investment in plants and the fleet of gas carriers enable the Company to meet its business needs in a flexible, diversified manner, optimising its approach to different energy scenarios. Specifically, the fleet of gas carriers makes Naturgy one of the world's leading LNG operators and a principal in the Atlantic, the Mediterranean and Asia.
- A balanced structural position in terms of businesses and geographies, many with stable flows, irrespective of commodities prices, making it possible to take the maximum advantage of growth in energy demand and of new business opportunities in new markets.

4. Subsequent events

Events after the closing date, i.e. 30 June 2018, are described in Note 22 to the condensed interim consolidated financial statements.

Glossary of terms

Naturgy's' financial disclosures contain magnitudes and metrics drafted in accordance with International Financial Reporting Standards (IFRS) and others that are based on the Group's disclosure model, referred to as Alternative Performance Metrics (APM), which are viewed as adjusted figures with respect to those presented in accordance with IFRS.

The chosen APMs are useful for persons consulting the financial information as they allow an analysis of the financial performance, cash flows and financial situation of Naturgy, and a comparison with other companies.

Below is a glossary of terms with the definition of the APMs. Generally, the APM terms are directly traceable to the relevant items of the interim consolidated balance sheet, interim consolidated income statement, interim consolidated statement of cash flows or notes to the interim financial statements of Naturgy. Terms which cannot be directly cross-referenced are reconciled in the Glossary below.

Alternative Performance Metrics	Definition and terms	Reconciliation of values at 30.06.2018	Reconciliation of values at 30.06.2017	Relevance
Ebitda	"Operating profit" ⁽²⁾	Euros 2,004 million	Euros 2,030 million	Measure of earnings before interest, taxes, depreciation and amortisation and provisions
Net capital expenditure	"Investment in intangible assets" ⁽⁴⁾ (Note 7) + "Investment in property, plant and equipment" ⁽⁴⁾ (Note 7) + Financial investments – Receipts for divestment of property, plant and equipment and intangible assets – Other investing receipts/(payments) ⁽⁶⁾	Euros - 1,429 million = 121 + 1,024 + 35 – 2,609	Euros 740 million = 137 + 600 + 27 - 24	Total investments net of the cash received from divestments and other investing receipts
Gross financial debt	"Non-current financial liabilities" ⁽¹⁾ + "Current financial liabilities" ⁽¹⁾	Euros 15,928 million = 13,711 + 2,217	Euros 17,342 million = 14,485 + 2,857	Current and non-current financial debt
Net financial debt	Gross financial debt ⁽⁵⁾ – "Cash and cash equivalents" ⁽¹⁾ – "Derivative financial assets" ⁽⁴⁾ (Note 8)	Euros 12,362 million = 15,928 - 3,492 – 74	Euros 15,818 million = 17,342 - 1,455 - 69	Current and non-current financial debt less cash and cash equivalents and derivative financial assets
Leverage (%)	Net financial debt ⁽⁵⁾ / (Net financial debt ⁽⁵⁾ + "Net equity" ⁽¹⁾)	44.8% = 12,362 / (12,362 + 15,220)	46.4% = 15,818 / (15,818 + 18,246)	The ratio of external funds over total funds
Cost of net financial debt	"Cost of financial debt" ⁽⁴⁾ (Note 17) – "Interest revenue" ⁽⁴⁾ (Note 17)	Euros 274 million = 286 - 12	Euros 315 million = 330 - 15	Amount of expense relative to the cost of financial debt less interest revenue
Ebitda/Cost of net financial debt	Ebitda ⁽⁵⁾ / Cost of net financial debt ⁽⁵⁾	7.3x = 2,004 / 274	6.5x = 2,030 / 315	Ratio between Ebitda and net financial debt
Net financial debt/Ebitda	Net financial debt ⁽⁵⁾ / Ebitda in the last four quarters ⁽⁵⁾	3.2x = 12,362 / 3,889	3.7x = 15,818 / 4,237	Ratio between net financial debt and Ebitda
Market capitalisation	No. of shares ('000) outstanding at end of period ⁽⁶⁾ * Market price at end of period ⁽⁶⁾	Euros 22,696 million = 1,000,689 * Euros 22.68	Euros 20,504 million = 1,000,689 * Euros 20.49	Measure of the company's total value based on its share price
Earnings per share	"Attributable income in the period" ⁽²⁾ / Average No. of shares in the period (in thousands) ⁽⁶⁾	Euros - 3.28 = -3,281 / 1,000,462	Euros 0.55 = 550 / 1,000,519	Ratio between the income attributed to the parent company and the number of shares
Personnel expenses, net	Personnel expenses – "Own work capitalised" (Note 14) ⁽⁴⁾	Euros 464 million = 520 - 56	Euros 469 million = 524 - 55	Personnel expenses recognised in the income statement
Other revenues/expenses	"Other operating revenues" ⁽²⁾ , "Other operating expenses" ⁽²⁾ "Recognition of fixed asset grants and other" ⁽²⁾	Euros - 801 million = 83 - 905 + 21	Euros - 807 million = 107 -935 + 21	Other revenues and expenses recognised in the consolidated income statement

- (1) Consolidated balance sheet line item.
- (2) Consolidated income statement line item.
- (3) Consolidated statement of cash flows line item.
- (4) Figure detailed in the notes to the consolidated financial statements.
- (5) Figure detailed in the APMs.
- (6) Figure detailed in the Directors' Report.

Naturgy Energy Group, S.A.

Condensed interim directors' report as of 30 June 2018

Naturgy Energy Group, S.A.

Directors' report for the six-month period ended 30 June 2018

Nota 1. Business performance

Naturgy Energy Group, S.A. is a holding company whose main ordinary activity is the administration and management of holdings in subsidiaries. As a result, its earnings arise fundamentally from dividends and revenues from finance provided to companies in the Naturgy group. It also has contracts to supply gas to other Naturgy companies and, in the electricity area, it acts as representative of the Naturgy generation and supply companies before the Electricity Market.

Nota 2. Significant events in the first half of 2018

Key figures from the income statement

Earnings performance in the first half of 2018 can be explained by the sale of a 20% stake in the gas distribution business in Spain, through Group company Holding Negocios Gas, S.A (Note 3), and the impairment recognised on financial instruments following adaptation to the new Strategic Plan 2018-2022 (Note 2.3.3).

Revenues in the six-month period ended 30 June 2018 amounted to €2,164 million, of which €1,581 million were basically from the sale of gas and electricity, €326 million were dividends collected from group companies and associates, and €257 million were from finance provided to Naturgy group companies.

The €158 million reduction in revenue is the net result of:

- Revenues increased by €87 million, basically due to good performance in the gas business.
- Dividends from subsidiaries declined by €281 million in the half-year, mainly from the companies Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A. and Sagane, S.A.
- Financial revenues from providing finance to subsidiaries increased by €36 million.

Procurements amounted to €1,585 million in the year, basically for the purchase of gas and electricity, with an €86 million increase, in line with revenue performance.

Other operating revenues amounted to €189 million, net personnel expenses to €122 million, operating expenses to €151 million, depreciation and amortisation to €48 million, and impairment and gain/loss on fixed asset disposals to €5,450 million, with the result that EBIT in the period amounted to €5,897 million, a €5,197 million increase with respect to same period of the previous year.

Financial income was negative in the amount of €265 million, compared with €290 million in the same period of 2017. This reduction was due basically to the cancellation of loans to Naturgy group companies.

Income before taxes amounted to €5,632 million and income tax to €35 million, with the result that net profit for the period was €5,597 million, compared with €449 million in the same period of the previous year.

Report on Limited Review

**Naturgy Energy Group, S.A. and Subsidiaries
Interim Condensed Consolidated Financial Statements
and Interim Consolidated Management Report
for the six-month period ended
June 30, 2018**

Translation of a report and consolidated financial statements originally issued in Spanish. In the event of discrepancy, the Spanish-language version prevails

REPORT ON LIMITED REVIEW OF THE INTERIM CONDENSED CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

To the Shareholders of Naturgy Energy Group S.A.
at the request of the Management

Report on the interim condensed consolidated financial statements

Introduction

We have carried out a limited review of the accompanying interim condensed consolidated financial statements (hereinafter the interim financial statements) of Naturgy Energy Group, S.A. (hereinafter the parent Company) and its Subsidiaries (hereinafter the Group), which comprise the balance sheet at June 30, 2018, the income statement, the statement of other comprehensive income, the statement of changes in equity, the cash flow statement, and the explanatory notes, all of which have been condensed and consolidated, for the six-month period then ended. The parent's Company Directors are responsible for the preparation of said interim financial statements in accordance with the requirements established by IAS 34, "Interim Financial Reporting," adopted by the European Union for the preparation of interim condensed financial reporting as per article 12 of Royal Decree 1362/2007. Our responsibility is to express a conclusion on these interim financial statements based on our limited review.

Scope of the review

We have performed our limited review in accordance with the International Standard on Review Engagements 2410, "Review of Interim Financial Reporting Performed by the Independent Auditor of the Entity." A limited review of interim financial statements consists of making inquiries, primarily of personnel responsible for financial and accounting matters, and applying analytical and other review procedures. A limited review is substantially less in scope than an audit carried out in accordance with regulations on the auditing of accounts in force in Spain and, consequently, does not enable us to obtain assurance that we would become aware of all significant matters that might be identified in an audit. Accordingly, we do not express an audit opinion on the accompanying interim financial statements.

Conclusion

Base on our limited review, which under no circumstances can be considered an audit of accounts, no matter come to our attention which would lead us to conclude that the accompanying interim financial statements for the six-month period ended June 30, 2018 have not been prepared, in all significant respects, in accordance with the requirements established in International Accounting Standard (IAS) 34, "Interim Financial Reporting," as adopted by the European Union in conformity with article 12 of Royal Decree 1362/2007 for the preparation of interim condensed financial statements.

Emphasis paragraph

We draw attention to the matter described in accompanying explanatory Note 3, which indicates that the above-mentioned accompanying interim financial statements do not include all the information that would be required for completed consolidated financial statements prepared in accordance with International Financial Reporting Standards, as adopted by the European Union. Therefore, the accompanying interim financial statements should be read in conjunction with Naturgy Energy Group, S.A. and its Subsidiaries consolidated financial statements (previously named Gas Natural SDG, S.A. and subsidiaries) for the year ended December 31, 2017. This does not modify our conclusion.

Report on other legal and regulatory requirements

The accompanying consolidated interim management report for the six-month period ended June 30, 2018 contains such explanations as the parent's Company Directors consider appropriate concerning significant events which occurred during this period and their effect on these interim financial statements, of which it is not an integral part, as well as on the information required in conformity with article 15 of Royal Decree 1362/2007. We have checked that the accounting information included in the abovementioned report agrees with the interim financial statements for the six-month period ended June 30, 2018. Our work is limited to verifying the consolidated interim management report in accordance with the scope described in this paragraph, and does not include the review of information other than that obtained from the accounting records of Naturgy Energy Group S.A. and its Subsidiaries.

Paragraph on other issues

This report has been prepared at the request of the parent's Company Management with regard to the publication of the half yearly financial report required by article 119 of Royal Legislative Decree 4/2015, of October 23, approving the consolidated text of the Securities Market Law enacted by Royal Decree 1362/2007.

ERNST & YOUNG, S.L.

(Signed on the original in Spanish)

Alfredo Equiagaray

July 25, 2018

Report on Limited Review

Naturgy Energy Group, S.A.
Interim Condensed Individual Financial Statements
and Interim Management Report
for the six-month period ended
June 30, 2018

Translation of a report and financial statements originally issued in Spanish. In the event of discrepancy, the Spanish-language version prevails

REPORT ON LIMITED REVIEW OF THE INTERIM CONDENSED INDIVIDUAL FINANCIAL STATEMENTS

To the Shareholders of Naturgy Energy Group S.A.
at the request of the Management

Report on the interim condensed individual financial statements

Introduction

We have carried out a limited review of the accompanying condensed individual interim financial statements (hereinafter the interim financial statements) of Naturgy Energy Group S.A. (hereinafter the Company), which comprise the balance sheet at June 30, 2018, the income statement, the statement of changes in equity, the statement of cash flows and the explanatory notes, all of which have been condensed, for the six-month period then ended. The Company Directors are responsible for the preparation of said interim financial statements in accordance with the accounting principles and minimum content set out in articles 12 and 13 of Royal Decree 1362/2007 and Circular 1/2008, amended by Circular 5/2015, of the Spanish National Securities Market Commission. Our responsibility is to express a conclusion on these interim financial statements based on our limited review.

Scope of review

We have performed our limited review in accordance with the International Standard on Review Engagements 2410, "Review of Interim Financial Reporting Performed by the Independent Auditor of the Entity". A limited review of interim financial information consists of making inquiries, primarily of personnel responsible for financial and accounting matters, and applying analytical and other review procedures. A limited review is substantially less in scope than an audit carried out in accordance with regulations on the auditing of accounts in force in Spain and, consequently, does not enable us to obtain assurance that we would become aware of all significant matters that might be identified in an audit. Accordingly, we do not express an audit opinion on the accompanying interim financial statements.

Conclusion

Based on our limited review, which under no circumstances can be considered an audit of accounts, no matter come to our attention which would lead us to conclude that the accompanying interim financial statements for the six-month period ended June 30, 2018 have not been prepared, in all significant respects, in accordance with the accounting principles and minimum content set out in articles 12 and 13 of Royal Decree 1362/2007 and Circular 1/2008, amended by Circular 5/2015, of the Spanish National Securities Market Commission, for the preparation of interim condensed financial statements.

Emphasis paragraph

We draw attention to the matter described in accompanying explanatory Note 2, which indicates that the abovementioned accompanying interim financial statements do not include all the information that would be required for completed financial statements prepared in accordance with the applicable financial reporting framework. Therefore, the accompanying interim financial statements should be read in conjunction with the annual account of Naturgy Energy Group, S.A. (previously named Gas Natural SDG, S.A.) for the year ended December 31, 2017 and the condensed consolidated interim financial statements for the six-month period ended June 30, 2018. This does not modify our conclusion.

Report on other legal and regulatory requirements

The accompanying interim management report for the six-month period ended June 30, 2018 contains such explanations as the Company Directors consider appropriate concerning significant events which occurred during this period and their effect on these interim financial statements, of which it is not an integral part, as well as on the information required in conformity with article 15 of Royal Decree 1362/2007. We have checked that the accounting information included in the abovementioned report agrees with the interim financial statements for the six-month period ended June 30, 2018. Our work is limited to verifying the individual interim management report in accordance with the scope described in this paragraph, and does not include the review of information other than that obtained from the accounting records of Naturgy Energy Group, S.A.

Paragraph on other issues

This report has been prepared at the request of the Company Management with regard to the publication of the half yearly financial report required by Article 119 of Royal Legislative Decree 4/2015, of October 23, approving the consolidated text of the Securities Market Law enacted by the Royal Decree 1362/2007.

ERNST & YOUNG, S.L.

(Signed on the original in Spanish)

Alfredo Eguiagaray

July 25, 2018