

ANEXO I

GENERAL

1er

INFORME FINANCIERO SEMESTRAL CORRESPONDIENTE AL AÑO

2017

FECHA DE CIERRE DEL PERIÓDO

30/06/2017

I. DATOS IDENTIFICATIVOS

Denominación Social: GAS NATURAL SDG, S.A.

Domicilio Social: Plaça del Gas 1, 08003 Barcelona

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)**

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
D. Isidro Fainé Casas	Presidente
D. Josu Jon Imaz San Miguel	Vicepresidente Primero
D. William Alan Woodburn	Vicepresidente Segundo
D. Rafael Villaseca Marco	Consejero Delegado
D. Ramón Adell Ramón	Consejero
D. Enrique Alcántara-García Irazoqui	Consejero
D. Xabier Añoveros Trías de Bes	Consejero
D. Marcelino Armenter Vidal	Consejero
D. Mario Armero Montes	Consejero
D. Francisco Belil Creixell	Consejero
Dña. Benita María Ferrero-Waldner	Consejera
D. Alejandro García-Bragado Dalmau	Consejero
Dña. Cristina Garmendia Mendizábal	Consejera
Dña. Helena Herrero Starkie	Consejera
D. Miguel Martínez San Martín	Consejero
D. Rajaram Rao	Consejero
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Consejero

De conformidad con el poder delegado por el Consejo de Administración, el secretario del Consejo certifica que el informe financiero semestral ha sido firmado por los administradores

Fecha de firma de este informe semestral por el órgano de administración correspondiente: 25-07-2017

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

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

Uds.: Miles de euros

ACTIVO		PERIODO ACTUAL 30/06/2017	PERIODO ANTERIOR 31/12/2016
A) ACTIVO NO CORRIENTE	0040	29.734.021	29.992.558
1. Inmovilizado intangible:	0030	154.535	195.271
a) Fondo de comercio	0031	149.391	190.135
b) Otro inmovilizado intangible	0032	5.144	5.136
2. Inmovilizado material	0033	152.088	152.863
3. Inversiones inmobiliarias	0034	0	0
4. Inversiones en empresas del grupo y asociadas a largo plazo	0035	29.263.294	29.442.834
5. Inversiones financieras a largo plazo	0036	36.897	74.019
6. Activos por impuesto diferido	0037	127.207	127.571
7. Otros activos no corrientes	0038	0	0
B) ACTIVO CORRIENTE	0085	1.689.746	2.084.048
1. Activos no corrientes mantenidos para la venta	0050	0	0
2. Existencias	0055	195	202
3. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar:	0060	577.193	670.349
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	0061	400.531	513.629
b) Otros deudores	0062	176.454	156.547
c) Activos por impuesto corriente	0063	208	173
4. Inversiones en empresas del grupo y asociadas a corto plazo	0064	768.848	882.753
5. Inversiones financieras a corto plazo	0070	40.936	26.732
6. Periodificaciones a corto plazo	0071	1.035	1.517
7. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	0072	301.539	502.495
TOTAL ACTIVO (A + B)	0100	31.423.767	32.076.606

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 30/06/2017	PERIODO ANTERIOR 31/12/2016
A) PATRIMONIO NETO (A.1 + A.2 + A.3)	0195	13.215.670	13.443.758
A.1) FONDOS PROPIOS	0180	13.215.416	13.430.742
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	0	0
2. Prima de emisión	0172	3.807.736	3.807.736
3. Reservas	0173	7.965.619	7.898.589
4. Menos: Acciones y participaciones en patrimonio propias	0174	(7.887)	(13.308)
5. Resultados de ejercicios anteriores	0178	0	0
6. Otras aportaciones de socios	0179	0	0
7. Resultado del ejercicio	0175	449.259	1.067.263
8. Menos: Dividendo a cuenta	0176	0	(330.227)
9. Otros instrumentos de patrimonio neto	0177	0	0
A.2) AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR	0188	254	13.016
1. Activos financieros disponibles para la venta	0181	0	0
2. Operaciones de cobertura	0182	254	13.016
3. Otros	0183	0	0
A.3) SUBVENCIONES, DONACIONES Y LEGADOS RECIBIDOS	0194	0	0
B) PASIVO NO CORRIENTE	0120	14.305.532	14.626.014
1. Provisiones a largo plazo	0115	462.775	466.809
2. Deudas a largo plazo:	0116	3.215.361	3.300.754
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	0131	3.140.053	3.190.404
b) Otros pasivos financieros	0132	75.308	110.350
3. Deudas con empresas del grupo y asociadas a largo plazo	0117	10.400.771	10.626.691
4. Pasivos por impuesto diferido	0118	225.554	230.591
5. Otros pasivos no corrientes	0135	0	0
6. Periodificaciones a largo plazo	0119	1.071	1.169
C) PASIVO CORRIENTE	0130	3.902.565	4.006.834
1. Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	0121	0	0
2. Provisiones a corto plazo	0122	0	0
3. Deudas a corto plazo:	0123	293.080	296.690
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	0133	281.909	269.966
b) Otros pasivos financieros	0134	11.171	26.724
4. Deudas con empresas del grupo y asociadas a corto plazo	0129	2.982.415	2.999.849
5. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:	0124	626.674	709.963
a) Proveedores	0125	396.473	552.398
b) Otros acreedores	0126	201.458	132.912
c) Pasivos por impuesto corriente	0127	28.743	24.653
6. Otros pasivos corrientes	0136	0	0
7. Periodificaciones a corto plazo	0128	396	332
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO (A + B + C)	0200	31.423.767	32.076.606

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 30/06/2017		ACUMULADO ANTERIOR 30/06/2016	
		Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%
(+) Importe neto de la cifra de negocios	0205					2.321.407	100,00	2.468.905	100,00
(+/-) Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación	0206					0	0,00	0	0,00
(+) Trabajos realizados por la empresa para su activo	0207					0	0,00	0	0,00
(-) Aprovisionamientos	0208					(1.498.598)	(64,56)	(1.405.479)	(56,93)
(+) Otros ingresos de explotación	0209					184.239	7,94	174.845	7,08
(-) Gastos de personal	0217					(108.653)	(4,68)	(99.186)	(4,02)
(-) Otros gastos de explotación	0210					(159.444)	(6,87)	(168.038)	(6,81)
(-) Amortización del inmovilizado	0211					(45.854)	(1,98)	(46.469)	(1,88)
(+) Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	0212					0	0,00	0	0,00
(+) Excesos de provisiones	0213					0	0,00	0	0,00
(+/-) Deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado	0214					6.845	0,29	23.059	0,93
(+/-) Otros resultados	0215					0	0,00	0	0,00
= RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	0245					699.942	30,15	947.637	38,38
(+) Ingresos financieros	0250					14.029	0,60	12.784	0,52
(-) Gastos financieros	0251					(303.987)	(13,09)	(336.389)	(13,63)
(+/-) Variación de valor razonable en instrumentos financieros	0252					600	0,03	(203)	(0,01)
(+/-) Diferencias de cambio	0254					(321)	(0,01)	294	0,01
(+/-) Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	0255					0	0,00	(11)	0,00
= RESULTADO FINANCIERO	0256					(289.679)	(12,48)	(323.525)	(13,10)
= RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	0265					410.263	17,67	624.112	25,28
(+/-) Impuesto sobre beneficios	0270					38.996	1,68	97.304	3,94
= RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	0280					449.259	19,35	721.416	29,22
(+/-) Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	0285					0	0,00	0	0,00
= RESULTADO DEL EJERCICIO	0300					449.259	19,35	721.416	29,22

BENEFICIO POR ACCIÓN		Importe (X,XX euros)	Importe (X,XX euros)	Importe (X,XX euros)	Importe (X,XX euros)
Básico	0290			0,45	0,72
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 30/06/2017	PERIODO ANTERIOR 30/06/2016
A) RESULTADO DEL EJERCICIO (de la cuenta de pérdidas y ganancias)	0305	449.259	721.416
B) INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE AL PATRIMONIO NETO:	0310	(16.148)	(17.440)
1. Por valoración de instrumentos financieros:	0320	0	0
a) Activos financieros disponibles para la venta	0321	0	0
b) Otros ingresos/(gastos)	0323	0	0
2. Por coberturas de flujos de efectivo	0330	(21.406)	(23.221)
3. Subvenciones, donaciones y legados recibidos	0340	0	0
4. Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	0344	(124)	(32)
5. Resto de ingresos y gastos imputados directamente al patrimonio neto	0343	0	0
6. Efecto impositivo	0345	5.382	5.813
C) TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS:	0350	3.293	4.149
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	4.390	5.532
3. Subvenciones, donaciones y legados recibidos	0366		
4. Resto de ingresos y gastos imputados directamente al patrimonio neto	0365		
5. Efecto impositivo	0370	(1.097)	(1.383)
TOTAL INGRESOS/(GASTOS) RECONOCIDOS (A + B + C)	0400	436.404	708.125

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	Otros instrumentos de patrimonio neto			
Saldo inicial al 01/01/2017	3010	1.000.689	11.376.098	(13.308)	1.067.263	0	13.016	0	13.443.758
Ajuste por cambios de criterio contable	3011								
Ajuste por errores	3012								
Saldo inicial ajustado	3015	1.000.689	11.376.098	(13.308)	1.067.263	0	13.016		13.443.758
I. Total ingresos/ (gastos) reconocidos	3020		(93)		449.259		(12.762)		436.404
II. Operaciones con socios o propietarios	3025		(669.913)	5.421					(664.492)
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		549	5.421					5.970
5. Incrementos/ (Reducciones) por combinaciones de negocios	3030								
6. Otras operaciones con socios o propietarios	3032								
III. Otras variaciones de patrimonio neto	3035		1.067.263		(1.067.263)				
1. Pagos basados en instrumentos de patrimonio	3036								
2. Traspasos entre partidas de patrimonio neto	3037								
3. Otras variaciones	3038		1.067.263		(1.067.263)				
Saldo final al 30/06/2017	3040	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

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 01/01/2016 (periodo comparativo)	3050	1.000.689	11.723.608	0	1.023.618		(12.907)		13.735.008
Ajuste por cambios de criterio contable	3051		(451.395)						(451.395)
Ajuste por errores	3052								
Saldo inicial ajustado (periodo comparativo)	3055	1.000.689	11.272.213		1.023.618		(12.907)		13.283.613
I. Total ingresos/ (gastos) reconocidos	3060		(24)		721.416		(13.267)		708.125
II. Operaciones con socios o propietarios	3065		(592.343)						(592.343)
1. Aumentos/ (Reducciones) de capital	3066								
2. Conversión de pasivos financieros en patrimonio neto	3067								
3. Distribución de dividendos	3068		(592.608)						(592.608)
4. Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	3069		265						265
5. Incrementos/ (Reducciones) por combinaciones de negocios	3070								
6. Otras operaciones con socios o propietarios	3072								
III. Otras variaciones de patrimonio neto	3075		1.023.618		(1.023.618)				
1. Pagos basados en instrumentos de patrimonio	3076								
2. Traspasos entre partidas de patrimonio neto	3077								
3. Otras variaciones	3078		1.023.618		(1.023.618)				
Saldo final al 30/06/2016 (periodo comparativo)	3080	1.000.689	11.703.464		721.416		(26.174)		13.399.395

(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 30/06/2017	PERIODO ANTERIOR 30/06/2016
A) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN (1 + 2 + 3 + 4)	0435	197.915	571.736
1. Resultado antes de impuestos	0405	410.263	624.112
2. Ajustes del resultado:	0410	(499.474)	(725.876)
(+) Amortización del inmovilizado	0411	45.854	46.469
(+/-) Otros ajustes del resultado (netos)	0412	(545.328)	(772.345)
3. Cambios en el capital corriente	0415	2.375	54.414
4. Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	0420	284.751	619.086
(-) Pagos de intereses	0421	(438.224)	(429.289)
(+) Cobros de dividendos	0422	437.919	773.802
(+) Cobros de intereses	0423	242.047	229.423
(+/-) Cobros/(pagos) por impuesto sobre beneficios	0430	43.009	45.150
(+/-) Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	0425	0	0
B) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN (1 + 2)	0460	217.734	(47.435)
1. Pagos por inversiones:	0440	(103.406)	(1.475.361)
(-) Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	0441	(92.405)	(1.459.383)
(-) Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	0442	(7.261)	(6.949)
(-) Otros activos financieros	0443	(3.740)	(9.029)
(-) Otros activos	0444		
2. Cobros por desinversiones:	0450	321.140	1.427.926
(+) Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	0451	317.915	1.427.074
(+) Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	0452	201	
(+) Otros activos financieros	0453	3.024	852
(+) Otros activos	0454		
C) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN (1 + 2 + 3)	0490	(616.605)	(334.733)
1. Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	0470	5.847	234
(+) Emisión	0471		234
(-) Amortización	0472	426	
(-) Adquisición	0473	5.421	
(+) Enajenación	0474		
(+) Subvenciones, donaciones y legados recibidos	0475		
2. Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	0480	48.010	665.722
(+) Emisión	0481	3.997.617	4.265.374
(-) Devolución y amortización	0482	(3.949.607)	(3.599.652)
3. Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	0485	(670.462)	(1.000.689)
D) EFECTO DE LAS VARIACIONES DE LOS TIPOS DE CAMBIO	0492		
E) AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES (A + B + C + D)	0495	(200.956)	189.568
F) EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL INICIO DEL PERIODO	0499	502.495	1.244.149
G) EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO (E + F)	0500	301.539	1.433.717

COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO		PERIODO ACTUAL 30/06/2017	PERIODO ANTERIOR 30/06/2016
(+) Caja y bancos	0550	301.539	1.058.650
(+) Otros activos financieros	0552		375.067
(-) Menos: Descubiertos bancarios reintegrables a la vista	0553		
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	0600	301.539	1.433.717

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA
6. BALANCE CONSOLIDADO (NIIF ADOPTADAS) (1/2)

Uds.: Miles de euros

ACTIVO		PERIODO ACTUAL 30/06/2017	PERIODO ANTERIOR 31/12/2016
A) ACTIVO NO CORRIENTE	1040	37.897.250	38.901.164
1. Inmovilizado intangible:	1030	10.538.327	10.920.337
a) Fondo de comercio	1031	4.953.437	5.035.518
b) Otro inmovilizado intangible	1032	5.584.890	5.884.819
2. Inmovilizado material	1033	23.125.294	23.626.691
3. Inversiones inmobiliarias	1034		
4. Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	1035	1.547.845	1.574.611
5. Activos financieros no corrientes	1036	1.786.500	1.907.269
6. Activos por impuesto diferido	1037	899.284	872.256
7. Otros activos no corrientes	1038		
B) ACTIVO CORRIENTE	1085	7.202.937	8.212.674
1. Activos no corrientes mantenidos para la venta	1050		
2. Existencias	1055	750.891	757.800
3. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar:	1060	4.691.162	4.999.076
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	1061	4.091.800	4.347.544
b) Otros deudores	1062	456.438	489.328
c) Activos por impuesto corriente	1063	142.924	162.204
4. Otros activos financieros corrientes	1070	305.908	388.995
5. Otros activos corrientes	1075		
6. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1072	1.454.976	2.066.803
TOTAL ACTIVO (A + B)	1100	45.100.187	47.113.838

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

Uds.: Miles de euros

PASIVO Y PATRIMONIO NETO		PERIODO ACTUAL 30/06/2017	PERIODO ANTERIOR 31/12/2016
A) PATRIMONIO NETO (A.1 + A.2 + A.3)	1195	18.245.864	19.005.339
A.1) FONDOS PROPIOS	1180	15.231.000	15.354.238
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	9.894.045	9.550.236
4. Menos: Acciones y participaciones en patrimonio propias	1174	(21.446)	(21.378)
5. Resultados de ejercicios anteriores	1178		
6. Otras aportaciones de socios	1179		
7. Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	1175	549.976	1.347.182
8. Menos: Dividendo a cuenta	1176	0	(330.227)
9. Otros instrumentos de patrimonio neto	1177		
A.2) OTRO RESULTADO GLOBAL ACUMULADO	1188	(622.318)	(129.410)
1. Partidas que no se reclasifican al resultado del ejercicio	1186		
2. Partidas que pueden reclasificarse posteriormente al resultado del ejercicio	1187	(622.318)	(129.410)
a) Activos financieros disponibles para la venta	1181	15.086	7.032
b) Operaciones de cobertura	1182	(4.777)	46.875
c) Diferencias de conversión	1184	(632.627)	(183.317)
d) Otros	1183		
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE (A.1 + A.2)	1189	14.608.682	15.224.828
A.3) INTERESES MINORITARIOS	1193	3.637.182	3.780.511
B) PASIVO NO CORRIENTE	1120	20.281.484	20.932.675
1. Subvenciones	1117	847.071	842.218
2. Provisiones no corrientes	1115	1.235.507	1.247.544
3. Pasivos financieros no corrientes:	1116	14.484.580	15.003.208
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	1131	14.484.580	14.997.618
b) Otros pasivos financieros	1132	0	5.590
4. Pasivos por impuesto diferido	1118	2.454.428	2.508.522
5. Otros pasivos no corrientes	1135	1.259.898	1.331.183
C) PASIVO CORRIENTE	1130	6.572.839	7.175.824
1. Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	1121		
2. Provisiones corrientes	1122	131.781	157.855
3. Pasivos financieros corrientes:	1123	2.856.781	2.598.859
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	1133	2.736.309	2.436.569
b) Otros pasivos financieros	1134	120.472	162.290
4. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:	1124	3.226.072	4.072.461
a) Proveedores	1125	2.488.914	3.274.095
b) Otros acreedores	1126	681.452	692.334
c) Pasivos por impuesto corriente	1127	55.706	106.032
5. Otros pasivos corrientes	1136	358.205	346.649
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO (A + B + C)	1200	45.100.187	47.113.838

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 30/06/2017		ACUMULADO ANTERIOR 30/06/2016	
		Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%
(+) Importe neto de la cifra de negocios	1205					12.283.150	100,00	11.408.686	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					(8.725.968)	(71,04)	(7.555.800)	(66,23)
(+) Otros ingresos de explotación	1209					114.871	0,94	109.531	0,96
(-) Gastos de personal	1217					(501.316)	(4,08)	(505.645)	(4,43)
(-) Otros gastos de explotación	1210					(1.079.622)	(8,79)	(1.162.520)	(10,19)
(-) Amortización del inmovilizado	1211					(842.837)	(6,86)	(868.102)	(7,61)
(+) Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	1212					21.485	0,17	20.849	0,18
(+/-) Deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado	1214								
(+/-) Otros resultados	1215								
= RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1245					1.269.763	10,34	1.446.999	12,68
(+) Ingresos financieros	1250					67.186	0,55	60.191	0,53
(-) Gastos financieros	1251					(411.826)	(3,35)	(474.279)	(4,16)
(+/-) Variación de valor razonable en instrumentos financieros	1252					(100)	0,00	(297)	0,00
(+/-) Diferencias de cambio	1254					(2.410)	(0,02)	(220)	0,00
(+/-) Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	1255								
= RESULTADO FINANCIERO	1256					(347.150)	(2,83)	(414.605)	(3,63)
(+/-) Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	1253					6.541	0,05	(11.295)	(0,10)
= RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1265					929.154	7,56	1.021.099	8,95
(+/-) Impuesto sobre beneficios	1270					(217.789)	(1,77)	(239.612)	(2,10)
= RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	1280					711.365	5,79	781.487	6,85
(+/-) Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	1285							29.728	0,26
= RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1288					711.365	5,79	811.215	7,11
a) Resultado atribuido a la entidad dominante	1300					549.976	4,48	644.546	5,65
b) Resultado atribuido a intereses minoritarios	1289					161.389	1,31	166.669	1,46
BENEFICIO POR ACCIÓN									
		Importe (X,XX euros)		Importe (X,XX euros)		Importe (X,XX euros)		Importe (X,XX euros)	
Básico	1290						0,55		0,63
Diluido	1295						0,55		0,64

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

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

Uds.: Miles de euros

		PERIODO ACTUAL 30/06/2017	PERIODO ANTERIOR 30/06/2016
A) RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO (de la cuenta de pérdidas y ganancias)	1305	711.365	811.215
B) OTRO RESULTADO GLOBAL – PARTIDAS QUE NO SE RECLASIFICAN AL RESULTADO DEL PERIODO:	1310	(2.244)	(9.001)
1. Por revalorización/(reversión de la revalorización) del inmovilizado material y de activos intangibles	1311		
2. Por ganancias y pérdidas actuariales	1344	(2.992)	(11.990)
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	748	2.989
C) OTRO RESULTADO GLOBAL – PARTIDAS QUE PUEDEN RECLASIFICARSE POSTERIORMENTE AL RESULTADO DEL PERIODO:	1350	(633.715)	186.314
1. Activos financieros disponibles para la venta:	1355	6.828	8.047
a) Ganancias/(Pérdidas) por valoración	1356	6.828	8.047
b) Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	1357		
c) Otras reclasificaciones	1358		
2. Coberturas de los flujos de efectivo:	1360	(62.113)	56.832
a) Ganancias/(Pérdidas) por valoración	1361	(53.221)	(35.445)
b) Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	1362	(8.892)	92.277
c) Importes transferidos al valor inicial de las partidas cubiertas	1363		
d) Otras reclasificaciones	1364		
3. Diferencias de conversión:	1365	(551.743)	166.233
a) Ganancias/(Pérdidas) por valoración	1366	(551.743)	166.233
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	(40.754)	(27.219)
a) Ganancias/(Pérdidas) por valoración	1371	(42.132)	(31.458)
b) Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	1372	1.378	4.239
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	14.067	(17.579)
RESULTADO GLOBAL TOTAL DEL EJERCICIO (A + B + C)	1400	75.406	988.528
a) Atribuidos a la entidad dominante	1398	54.906	800.947
b) Atribuidos a intereses minoritarios	1399	20.500	187.581

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 01/01/2017	3110	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	3111								
Ajuste por errores	3112								
Saldo inicial ajustado	3115	1.000.689	13.027.745	(21.378)	1.347.182		(129.410)	3.780.511	19.005.339
I. Total ingresos/ (gastos) reconocidos	3120		(2.162)		549.976		(492.908)	20.500	75.406
II. Operaciones con socios o propietarios	3125		675.748	(68)	(1.347.182)			(147.296)	(818.798)
1. Aumentos/ (Reducciones) de capital	3126								
2. Conversión de pasivos financieros en patrimonio neto	3127								
3. Distribución de dividendos	3128		675.748		(1.347.182)			(147.296)	(818.730)
4. Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	3129								
5. Incrementos/ (Reducciones) por combinaciones de negocios	3130								
6. Otras operaciones con socios o propietarios	3132			(68)					(68)
III. Otras variaciones de patrimonio neto	3135		450					(16.533)	(16.083)
1. Pagos basados en instrumentos de patrimonio	3136								
2. Traspasos entre partidas de patrimonio neto	3137								
3. Otras variaciones	3138		450					(16.533)	(16.083)
Saldo final al 30/06/2017	3140	1.000.689	13.701.781	(21.446)	549.976	0	(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

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 01/01/2016 (periodo comparativo)	3150	1.000.689	12.477.104	0	1.501.854		(612.947)	4.151.183	18.517.883
Ajuste por cambios de criterio contable	3151								
Ajuste por errores	3152								
Saldo inicial ajustado (periodo comparativo)	3155	1.000.689	12.477.104	0	1.501.854		(612.947)	4.151.183	18.517.883
I. Total ingresos/ (gastos) reconocidos	3160		(9.249)		644.546		165.650	187.581	988.528
II. Operaciones con socios o propietarios	3165		909.246		(1.501.854)			(103.323)	(695.931)
1. Aumentos/ (Reducciones) de capital	3166								
2. Conversión de pasivos financieros en patrimonio neto	3167								
3. Distribución de dividendos	3168		909.246		(1.501.854)			(113.385)	(705.993)
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							10.062	10.062
III. Otras variaciones de patrimonio neto	3175		(148)					(17.175)	(17.323)
1. Pagos basados en instrumentos de patrimonio	3176								
2. Traspasos entre partidas de patrimonio neto	3177								
3. Otras variaciones	3178		(148)					(17.175)	(17.323)
Saldo final al 30/06/2016 (periodo comparativo)	3180	1.000.689	13.376.953	0	644.546		(447.297)	4.218.266	18.793.157

(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 30/06/2017	PERIODO ANTERIOR 30/06/2016
A) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN (1 + 2 + 3 + 4)	1435	1.148.388	1.799.048
1. Resultado antes de impuestos	1405	929.154	1.021.099
2. Ajustes del resultado:	1410	1.151.585	1.240.206
(+) Amortización del inmovilizado	1411	842.837	868.102
(+/-) Otros ajustes del resultado (netos)	1412	308.748	372.104
3. Cambios en el capital corriente	1415	(257.559)	199.142
4. Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	1420	(674.792)	(661.399)
(-) Pagos de intereses	1421	(490.289)	(502.743)
(-) Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	1430		
(+) Cobros de dividendos	1422	21.409	36.105
(+) Cobros de intereses	1423	15.438	13.089
(+/-) Cobros/(Pagos) por impuesto sobre beneficios	1424	(221.350)	(207.850)
(+/-) Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	1425		
B) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN (1 + 2 + 3)	1460	(946.507)	(856.425)
1. Pagos por inversiones:	1440	(1.005.019)	(911.975)
(-) Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	1441	(14.489)	(2.000)
(-) Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	1442	(944.900)	(857.165)
(-) Otros activos financieros	1443	(45.630)	(52.810)
(-) Otros activos	1444		
2. Cobros por desinversiones:	1450	34.222	31.869
(+) Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	1451		
(+) Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	1452		9.023
(+) Otros activos financieros	1453	34.222	22.846
(+) Otros activos	1454		
3. Otros flujos de efectivo de actividades de inversión	1455	24.290	23.681
(+) Cobros de dividendos	1456		
(+) Cobros de intereses	1457		
(+/-) Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión	1458	24.290	23.681
C) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN (1 + 2 + 3 + 4)	1490	(721.344)	(570.963)
1. Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	1470	(1.876)	
(+) Emisión	1471		
(-) Amortización	1472		
(-) Adquisición	1473	(1.876)	
(+) Enajenación	1474		
2. Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	1480	139.846	501.144
(+) Emisión	1481	3.956.020	3.899.850
(-) Devolución y amortización	1482	(3.816.174)	(3.398.706)
3. Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	1485	(805.219)	(1.026.492)
4. Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	1486	(54.095)	(45.615)
(-) Pagos de intereses	1487		
(+/-) Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	1488	(54.095)	(45.615)
D) EFECTO DE LAS VARIACIONES DE LOS TIPOS DE CAMBIO	1492	(92.364)	1.416
E) AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES (A + B + C + D)	1495	(611.827)	373.076
F) EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL INICIO DEL PERIODO	1499	2.066.803	2.389.780
G) EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO (E + F)	1500	1.454.976	2.762.856

COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO		PERIODO ACTUAL 30/06/2017	PERIODO ANTERIOR 30/06/2016
(+) Caja y bancos	1550	624.775	1.460.430
(+) Otros activos financieros	1552	830.201	1.302.426
(-) Menos: Descubiertos bancarios reintegrables a la vista	1553		
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	1600	1.454.976	2.762.856

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

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

Uds.: Miles de euros

		PERIODO ACTUAL 30/06/2017	PERIODO ANTERIOR 30/06/2016
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 30/06/2017	PERIODO ANTERIOR 30/06/2016
(+) 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)		
Proyectos Balmes México, S.A. DE C.V.	Dependiente	01-01-2017	0	0	100,00	100,00
Lanzagorta y Palmes 2, S.L.	Dependiente	07-06-2017	0	0	100,00	100,00
Gas Natural Fenosa LNG Singapore PTE. LTD.	Dependiente	01-01-2017	0	0	100,00	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)
Línea Trasmisión Cabo Leones, S.A.	Negocio Conjunto	01-01-2017	50,00	0,00	0
Vayu Energy, BV	Dependiente	28-02-2017	100,00	0,00	0
Arte Contemporáneo y Energía, A.I.E.	Dependiente	26-04-2017	100,00	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	67,00	0,67	670.462	100,00	1,00	1.000.689
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc)	2159						
Dividendos totales pagados	2160	67,00	0,67	670.462	100,00	1,00	1.000.689
a) Dividendos con cargo a resultados	2155	67,00	0,67	670.462	100,00	1,00	1.000.689
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
Instrumentos de patrimonio	2061			4.596		
Valores representativos de deuda	2062					
Derivados	2063					6.816
Otros activos financieros	2064		16.378		9.107	
Largo plazo/ no corrientes	2065		16.378	4.596	9.107	6.816
Instrumentos de patrimonio	2066					
Valores representativos de la deuda	2067					
Derivados	2068					
Otros activos financieros	2069				40.936	
Corto plazo/ corrientes	2070				40.936	
TOTAL INDIVIDUAL	2075		16.378	4.596	50.043	6.816
Instrumentos de patrimonio	2161			625.168		
Valores representativos de deuda	2162					
Derivados	2163					59.866
Otros activos financieros	2164				1.099.993	1.473
Largo plazo/ no corrientes	2165			625.168	1.099.993	1.473
Instrumentos de patrimonio	2166					
Valores representativos de la deuda	2167					
Derivados	2168					8.972
Otros activos financieros	2169				296.160	776
Corto plazo/ corrientes	2170				296.160	776
TOTAL CONSOLIDADO	2175			625.168	1.396.153	2.249

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			3.140.053	
Obligaciones y otros valores negociables	2077				
Derivados	2078		16.914		42.197
Otros pasivos financieros	2079			16.197	
Deudas a largo plazo/ Pasivos financieros no corrientes	2080		16.914	3.156.250	42.197
Deudas con entidades de crédito	2081			281.909	
Obligaciones y otros valores negociables	2082				
Derivados	2083				
Otros pasivos financieros	2084			11.171	
Deudas a corto plazo/ Pasivos financieros corrientes	2085			293.080	
TOTAL INDIVIDUAL	2090		16.914	3.449.330	42.197
Deudas con entidades de crédito	2176			4.616.560	
Obligaciones y otros valores negociables	2177			9.823.460	
Derivados	2178				44.560
Otros pasivos financieros	2179				
Deudas a largo plazo/ Pasivos financieros no corrientes	2180			14.440.020	44.560
Deudas con entidades de crédito	2181			944.648	
Obligaciones y otros valores negociables	2182			1.788.720	
Derivados	2183				2.941
Otros pasivos financieros	2184			120.472	
Deudas a corto plazo/ Pasivos financieros corrientes	2185			2.853.840	2.941
TOTAL CONSOLIDADO	2190			17.293.860	47.501

(Abreviaturas- VR: valor razonable/PyG: cuenta de pérdidas y ganancias)

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			4.596			
Valores representativos de deuda	5062						
Derivados	5063						27.871
Otros activos financieros	5064		31.008		10.544		
Largo plazo/ no corrientes	5065		31.008	4.596	10.544		27.871
Instrumentos de patrimonio	5066						
Valores representativos de la deuda	5067						
Derivados	5068						
Otros activos financieros	5069				26.732		
Corto plazo/ corrientes	5070				26.732		
TOTAL INDIVIDUAL	5075		31.008	4.596	37.276	0	27.871
Instrumentos de patrimonio	5161			619.248			
Valores representativos de deuda	5162						
Derivados	5163						111.512
Otros activos financieros	5164				1.174.623	1.886	
Largo plazo/ no corrientes	5165			619.248	1.174.623	1.886	111.512
Instrumentos de patrimonio	5166						
Valores representativos de la deuda	5167						
Derivados	5168						976
Otros activos financieros	5169				388.019		
Corto plazo/ corrientes	5170				388.019		976
TOTAL CONSOLIDADO	5175			619.248	1.562.642	1.886	112.488

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			3.190.404	
Obligaciones y otros valores negociables	5077				
Derivados	5078		31.917		61.663
Otros pasivos financieros	5079			16.770	
Deudas a largo plazo/ Pasivos financieros no corrientes	5080		31.917	3.207.174	61.663
Deudas con entidades de crédito	5081			271.503	
Obligaciones y otros valores negociables	5082				
Derivados	5083				15.378
Otros pasivos financieros	5084			9.809	
Deudas a corto plazo/ Pasivos financieros corrientes	5085			281.312	15.378
TOTAL INDIVIDUAL	5090		31.917	3.488.486	77.041
Deudas con entidades de crédito	5176			4.838.010	
Obligaciones y otros valores negociables	5177			10.097.945	
Derivados	5178				61.663
Otros pasivos financieros	5179			5.590	
Deudas a largo plazo/ Pasivos financieros no corrientes	5180			14.941.545	61.663
Deudas con entidades de crédito	5181			863.028	
Obligaciones y otros valores negociables	5182			1.555.735	
Derivados	5183				17.806
Otros pasivos financieros	5184			162.290	
Deudas a corto plazo/ Pasivos financieros corrientes	5185			2.581.053	17.806
TOTAL CONSOLIDADO	5190			17.522.598	79.469

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	2.051.383	2.170.063	5.283.383	5.102.752
Exportación:	2215	270.024	298.842	6.999.767	6.305.934
a) Unión Europea	2216	258.269	288.298	1.482.514	1.168.081
b) Países O.C.D.E	2217	3.962	4.332	950.115	888.146
c) Resto de países	2218	7.793	6.212	4.567.138	4.249.707
TOTAL	2220	2.321.407	2.468.905	12.283.150	11.408.686

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
Distribución Gas	2221	2.887.448	2.336.731	56.684	51.990	2.944.132	2.388.721
Distribución Electricidad	2222	2.191.888	2.817.661	52.030	21.996	2.243.918	2.839.657
Electricidad	2223	2.426.387	2.384.306	525.655	541.893	2.952.042	2.926.199
Gas	2224	4.702.723	3.697.855	810.504	828.837	5.513.227	4.526.692
Otros	2225	74.704	172.133	117.928	102.979	192.632	275.112
	2226						
	2227						
	2228						
	2229						
	2230						
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos ordinarios entre segmentos	2231			(1.562.801)	(1.547.695)	(1.562.801)	(1.547.695)
TOTAL	2235	12.283.150	11.408.686			12.283.150	11.408.686

Tabla 3:

SEGMENTOS		Resultado	
		CONSOLIDADO	
		PERIODO ACTUAL	PERIODO ANTERIOR
Distribución Gas	2250	617.419	582.339
Distribución Electricidad	2251	353.137	393.657
Electricidad	2252	38.947	152.199
Gas	2253	342.349	347.692
Otros	2254	(82.089)	(28.888)
	2255		
	2256		
	2257		
	2258		
	2259		
Total resultado de los segmentos sobre los que se informa	2260	1.269.763	1.446.999
(+/-) Resultados no asignados	2261		
(+/-) Eliminación de resultados internos (entre segmentos)	2262		
(+/-) Otros resultados	2263	(340.609)	(425.900)
(+/-) Impuesto sobre beneficios y/o resultado de operaciones interrumpidas	2264		
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	2270	929.154	1.021.099

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

15. PLANTILLA MEDIA

		INDIVIDUAL		CONSOLIDADO	
		PERIODO ACTUAL	PERIODO ANTERIOR	PERIODO ACTUAL	PERIODO ANTERIOR
PLANTILLA MEDIA	2295	1.769	1.725	17.103	19.774
Hombres	2296	872	857	12.256	14.398
Mujeres	2297	897	868	4.847	5.376

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

16. REMUNERACIONES RECIBIDAS POR LOS ADMINISTRADORES Y POR LOS DIRECTIVOS

ADMINISTRADORES:	Concepto retributivo:	Importe (miles euros)	
		PERIODO ACTUAL	PERIODO ANTERIOR
	Retribución fija	2310	606
	Retribución variable	2311	553
	Dietas	2312	2.293
	Atenciones estatutarias	2313	
	Operaciones sobre acciones y/u otros instrumentos financieros	2314	
	Otros	2315	434
	TOTAL	2320	3.886

Otros beneficios:

Anticipos	2326		
Créditos concedidos	2327		
Fondos y Planes de pensiones: Aportaciones	2328	154	146
Fondos y planes de pensiones: Obligaciones contraídas	2329		
Primas de seguros de vida	2330	13	13
Garantías constituidas a favor de los Consejeros	2331		

DIRECTIVOS:

		Importe (miles euros)	
		PERIODO ACTUAL	PERIODO ANTERIOR
Total remuneraciones recibidas por los directivos	2325	4.859	4.917

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	816		25		841
2) Contratos de gestión o colaboración	2341					
3) Transferencias de I+D y acuerdos sobre licencias	2342					
4) Arrendamientos	2343			2		2
5) Recepción de servicios	2344	15.599		5.671		21.270
6) Compra de bienes (terminados o en curso)	2345	196.731		172.710		369.441
7) Correcciones valorativas por deudas incobrables o de dudoso cobro	2346					
8) Pérdidas por baja o enajenación de activos	2347					
9) Otros gastos	2348	10.753	10.499			21.252
GASTOS (1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9)	2350	223.899	10.499	178.408		412.806
10) Ingresos financieros	2351	330		108		438
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	351		11.163		11.514
16) Venta de bienes (terminados o en curso)	2357	383.000		34.995		417.995
17) Beneficios por baja o enajenación de activos	2358					
18) Otros ingresos	2359			1.187		1.187
INGRESOS (10 + 11 + 12 + 13 + 14 + 15 + 16 + 17 + 18)	2360	383.681		47.453		431.134

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	10.147				10.147
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	2372	362.737		3.995		366.732
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	157.220				157.220
Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestataria)	2375	121.325				121.325
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	137.500				137.500
Compromisos adquiridos	2383					
Compromisos/Garantías cancelados	2384					
Dividendos y otros beneficios distribuidos	2386	432.521				432.521
Otras operaciones	2385	472.100				472.100

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	992		7		999
2) Contratos de gestión o colaboración	6341					
3) Transferencias de I+D y acuerdos sobre licencias	6342					
4) Arrendamientos	6343			3		3
5) Recepción de servicios	6344	10.500		15.429		25.929
6) Compra de bienes (terminados o en curso)	6345	122.159		188.630		310.789
7) Correcciones valorativas por deudas incobrables o de dudoso cobro	6346					
8) Pérdidas por baja o enajenación de activos	6347					
9) Otros gastos	6348	10.126	10.210			20.336
GASTOS (1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9)	6350	143.777	10.210	204.069		358.056
10) Ingresos financieros	6351	180		255		435
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	1.497		14.072		15.569
16) Venta de bienes (terminados o en curso)	6357	304.015		16.667		320.682
17) Beneficios por baja o enajenación de activos	6358					
18) Otros ingresos	6359			1.006		1.006
INGRESOS (10 + 11 + 12 + 13 + 14 + 15 + 16 + 17 + 18)	6360	305.692		32.000		337.692

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					
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	6372	613.530		11.026		624.556
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	113.065				113.065
Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestataria)	6375	147.814				147.814
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	201.667				201.667
Compromisos adquiridos	6383					
Compromisos/Garantías cancelados	6384					
Dividendos y otros beneficios distribuidos	6386	585.589				585.589
Otras operaciones	6385	429.770				429.770

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

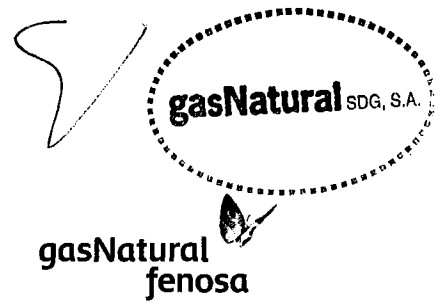


(1) Notas explicativas a los estados financieros: En este apartado se adjuntarán las *Notas explicativas a los estados financieros* intermedios y al resto de la información financiera seleccionada del capítulo IV de este modelo, y contendrán, al menos, los desgloses de información mínima requeridos en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



Gas Natural Fenosa

Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2017

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

Balance de situación consolidado intermedio

(en millones de euros)

	30/06/2017	31/12/2016
ACTIVO		
Inmovilizado intangible (Nota 5)	10.538	10.920
Fondo de comercio	4.953	5.036
Otro inmovilizado intangible	5.585	5.884
Inmovilizado material (Nota 5)	23.125	23.627
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	1.548	1.575
Activos financieros no corrientes (Nota 6)	1.787	1.907
Activo por impuesto diferido	899	872
ACTIVO NO CORRIENTE	37.897	38.901
Existencias	751	758
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4.691	4.999
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	4.092	4.348
Otros deudores	456	489
Activos por impuesto corriente	143	162
Otros activos financieros corrientes (Nota 6)	306	389
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.455	2.067
ACTIVO CORRIENTE	7.203	8.213
TOTAL ACTIVO	45.100	47.114
PATRIMONIO Y PASIVO		
Capital social	1.001	1.001
Prima de emisión	3.808	3.808
Reservas	9.894	9.549
Acciones propias	(21)	(21)
Resultado del periodo atribuido a la sociedad dominante	550	1.347
Dividendo a cuenta	-	(330)
Ajustes por cambios de valor	(623)	(129)
Activos Financieros disponibles para la venta	15	7
Operaciones de cobertura	(5)	47
Diferencias de conversión	(633)	(183)
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	14.609	15.225
Participaciones no dominantes	3.637	3.780
PATRIMONIO NETO (Nota 8)	18.246	19.005
Ingresos diferidos	847	842
Provisiones no corrientes (Nota 9)	1.236	1.248
Pasivos financieros no corrientes (Nota 6)	14.485	15.003
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	14.485	14.997
Otros pasivos financieros	-	6
Pasivo por impuesto diferido	2.454	2.509
Otros pasivos no corrientes	1.259	1.331
PASIVO NO CORRIENTE	20.281	20.933
Provisiones corrientes (Nota 9)	132	158
Pasivos financieros corrientes (Nota 6)	2.857	2.599
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	2.737	2.437
Otros pasivos financieros	120	162
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	3.226	4.072
Proveedores	2.488	3.274
Otros acreedores	682	692
Pasivos por impuesto corriente	56	106
Otros pasivos corrientes	358	347
PASIVO CORRIENTE	6.573	7.176
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	45.100	47.114

Las notas 1 a 19 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos consolidados.

Gas Natural Fenosa
Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada intermedia
(en millones de euros)

	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2017	2016
Importe neto de la cifra de negocio <i>(Nota 10)</i>	12.283	11.409
Aprovisionamientos <i>(Nota 11)</i>	(8.726)	(7.556)
Otros ingresos de explotación	115	110
Gastos de personal <i>(Nota 12)</i>	(501)	(506)
Otros gastos de explotación <i>(Nota 13)</i>	(1.080)	(1.163)
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado <i>(Nota 5)</i>	(843)	(868)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras	21	21
Otros resultados	-	-
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.269	1.447
Ingresos financieros	67	60
Gastos financieros	(412)	(475)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros	-	-
Diferencias de cambio	(2)	-
RESULTADO FINANCIERO <i>(Nota 14)</i>	(347)	(415)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	7	(11)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	929	1.021
Impuesto sobre beneficios <i>(Nota 15)</i>	(218)	(240)
RESULTADO DEL PERÍODO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	711	781
Resultado del periodo procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos <i>(Nota 7)</i>	-	30
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERÍODO	711	811
Atribuible a:		
Sociedad dominante	550	645
Procedente de operaciones continuadas	550	631
Procedente de operaciones interrumpidas	-	14
Participaciones no dominantes	161	166
	711	811
Beneficio en euros por acción básico y diluido de actividades continuadas atribuible a los accionistas de la sociedad dominante <i>(Nota 8)</i>	0,55	0,63
Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la sociedad dominante <i>(Nota 8)</i>	0,55	0,64

Las notas 1 a 19 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos consolidados.



Gas Natural Fenosa

Estado consolidado de resultado global intermedio

(en millones de euros)

	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2017	2016
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERÍODO	711	811
OTRO RESULTADO GLOBAL RECONOCIDO DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO	(632)	107
Partidas que no se traspasarán a resultados:		
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	(3)	(11)
Efecto impositivo	1	3
Partidas que pueden traspasarse posteriormente a resultados:		
Por coberturas de flujo de efectivo	(54)	(35)
Activos financieros disponibles para la venta	7	8
Diferencias de conversión	(552)	166
Efecto impositivo	11	7
De sociedades contabilizadas por el método de la participación	(42)	(31)
<i>Por coberturas de flujo de efectivo</i>	(3)	(16)
<i>Diferencias de conversión</i>	(39)	(15)
<i>Efecto impositivo</i>	-	-
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS	(5)	71
Por coberturas de flujo de efectivo	(9)	92
Diferencias de conversión	-	-
Efecto impositivo	3	(24)
De sociedades contabilizadas por el método de la participación	1	3
<i>Por coberturas de flujo de efectivo</i>	1	4
<i>Diferencias de conversión</i>	-	-
<i>Efecto impositivo</i>	-	(1)
OTRO RESULTADO GLOBAL DEL PERÍODO	(637)	178
RESULTADO GLOBAL TOTAL DEL PERÍODO	74	989
Atribuible a:		
Sociedad dominante	54	801
Participaciones no dominantes	20	188

Las notas 1 a 19 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos consolidados.



Gas Natural Fenosa

Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado intermedio (en millones de euros)

	Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad dominante						Participaciones no dominantes	Total Patrimonio neto
	Capital social	Prima de emisión y Reservas	Acciones propias	Resultado	Ajustes por cambios de valor	Subtotal		
Balance a 01/01/16	1.001	12.477	-	1.502	(613)	14.367	4.151	18.518
Resultado global total del período	-	(10)	-	645	166	801	188	989
Distribución de dividendos (Nota 8)	-	909	-	(1.502)	-	(593)	(114)	(707)
Otras variaciones	-	-	-	-	-	-	(7)	(7)
Balance a 30/06/16	1.001	13.376	-	645	(447)	14.575	4.218	18.793
Resultado global total del período	-	(20)	-	702	318	1.000	282	1.282
Distribución de dividendos (Nota 8)	-	(330)	-	-	-	(330)	(100)	(430)
Otras variaciones	-	1	(21)	-	-	(20)	(620)	(640)
Balance a 31/12/16	1.001	13.027	(21)	1.347	(129)	15.225	3.780	19.005
Resultado global total del período	-	(2)	-	550	(494)	54	20	74
Distribución de dividendos (Nota 8)	-	676	-	(1.347)	-	(671)	(147)	(818)
Otras variaciones	-	1	-	-	-	1	(16)	(15)
Balance a 30/06/17	1.001	13.702	(21)	550	(623)	14.609	3.637	18.246

Las notas 1 a 19 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos consolidados.

Gas Natural Fenosa

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

	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2017	2016
Resultado antes de impuestos	929	1.021
Ajustes del resultado	1.152	1.240
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	843	868
Otros ajustes del resultado neto	309	372
Cambios en el capital corriente	(258)	199
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	(675)	(661)
Pagos de intereses	(490)	(502)
Cobros de intereses	15	13
Cobros de dividendos	21	36
Pagos por impuesto sobre beneficios	(221)	(208)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	1.148	1.799
Pagos por inversiones:	(1.005)	(912)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(14)	(2)
Inmovilizado material e intangible	(945)	(857)
Otros activos financieros	(46)	(53)
Cobros por desinversiones:	34	32
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	-	-
Inmovilizado material e intangible	-	9
Otros activos financieros	34	23
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión:	24	24
Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión	24	24
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSION	(947)	(856)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	(2)	-
Emisión	-	-
Adquisición	(2)	-
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	140	501
Emisión	3.956	3.900
Devolución y amortización	(3.816)	(3.399)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	(805)	(1.026)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	(54)	(46)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACION	(721)	(571)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	(92)	1
VARIACION DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	(612)	373
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	2.067	2.390
Efectivo y equivalentes al final del periodo	1.455	2.763

Las notas 1 a 19 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos consolidados.



Notas explicativas a los estados financieros intermedios resumidos consolidados

Nota 1. Información general

Gas Natural SDG, S.A. es una sociedad anónima que se constituyó en 1843 y tiene su domicilio social en plaza del Gas, número 1, de Barcelona.

Gas Natural SDG, S.A. y sus filiales (en adelante, Gas Natural Fenosa) es un grupo que tiene por objeto principal las actividades de aprovisionamiento, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

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

En la Nota 4 se incluye información financiera por segmentos de operación y sobre áreas geográficas.

Las acciones de Gas Natural SDG, 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 2016, cabe destacar los siguientes aspectos correspondientes al primer semestre de 2017:

En España, el 22 de febrero de 2017 se publicó la Orden ETU/130/2017 del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperíodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.

El 25 de marzo de 2017 se publicó la Orden IET/258/2017 del MINETAD, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2017.

El 1 de abril de 2017 se publicó el Real Decreto 359/2017 por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, a través de una subasta, hasta un máximo de 3.000 MW. Posteriormente, el 8 de abril se publicó la Orden ETU/315/2017 por la que se regula el procedimiento de asignación. El 17 de mayo se celebró la subasta que se saldó con 2979 MW adjudicados a instalaciones eólicas, 1 MW a fotovoltaicas y 20 MW al resto de tecnologías. GNF resultó adjudicataria de 667 MW, el 22% de la potencia subastada. El 26 de mayo se publicó la Resolución que recoge el resultado de la subasta.

Con fecha 1 de abril se publicó la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se establece el procedimiento de asignación de capacidad de almacenamientos subterráneos básicos, así como los derechos de inyección y extracción.

El 10 de junio se publicó el Real Decreto-Ley 10/2017 por el que se adoptan medidas urgentes para paliar los efectos producidos por la sequía en determinadas cuencas hidrográficas y se modifica el texto refundido de la Ley de Aguas. El Real Decreto-Ley actualiza el tipo de gravamen correspondiente al canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica, previsto en la Ley de Aguas, que se pasa del 22% actual al 25,5%, en todas las demarcaciones competencia del Estado (intercomunitarias), para dotar a los órganos competentes y a los organismos de cuenca de los necesarios recursos para la protección medioambiental y la mejora del dominio público hidráulico. Posteriormente, el 30 de junio, se ha publicado Resolución del Congreso de los Diputados, por la que se convalida este Real Decreto-Ley 10/2017 y se inicia el trámite parlamentario como Proyecto de Ley que se tramitará por el procedimiento de urgencia.

El 15 de junio de 2017 se publicó la Orden ETU/555/2017, por la que se establecen los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines



aprobadas por la Orden IET/1045/2014, y se actualizan para el semiperiodo 2017- 2019.

El 17 de junio de 2017 se publicó el Real Decreto 650/2017 por el que se establece un nuevo cupo de 3.000 MW de potencia instalada, de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, al que se podrá otorgar el régimen retributivo específico. El 28 de junio, se publicó la Orden ETU/615/2017 por la que se determina el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico y los parámetros retributivos correspondientes y finalmente, el 1 de julio se ha publicado la Resolución de la convocatoria de la nueva subasta que se celebrará el próximo 26 de julio.

En Argentina, el 30 de marzo de 2017 se publicó la resolución que establece nuevos precios para gas natural y gas propano para distribución, instando al Enargas a la publicación de los cuadros tarifarios resultantes de la revisión tarifaria integral. Asimismo, el mismo 30 de marzo de 2017 se publicó la resolución del Enargas nº I/4354-17 que aprueba los cuadros tarifarios de distribución que surgen de la revisión tarifaria integral de Gas Natural BAN, S.A. con vigencia a partir del 1 de abril de 2017, y una subida en la tarifa media del 123% con respecto a la vigente hasta ese momento.

En Moldavia, el 24 de marzo de 2017 se publicó la resolución de ANRE con las tarifas eléctricas a aplicar partir de dicha fecha. Posteriormente el 5 de mayo se publicaron las resoluciones de ANRE por las que se introducen diversas modificaciones en las metodologías en vigor para el cálculo de las tarifas de distribución y suministro de electricidad.

En Colombia, el 21 de junio se publicó la resolución CREG 66-2017, con una nueva propuesta de modificación a la metodología de retribución de la distribución de gas que se enmarca dentro del proceso de revisión tarifaria que comenzó con la publicación de la resolución CREG 202-2013, que aprobaba la metodología de retribución de la distribución de gas.

Nota 3. Bases de presentación y políticas contables

3.1 Bases de presentación

Las Cuentas anuales consolidadas de Gas Natural Fenosa correspondientes al ejercicio 2016 se aprobaron por la Junta General de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2017.

Los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2017 de Gas Natural Fenosa han sido formulados por el Consejo de Administración el 25 de julio de 2017 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 2016 que han sido preparadas de conformidad con el Reglamento (CE) nº 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 Gas Natural Fenosa desde el 31 de diciembre de 2016, fecha de las Cuentas anuales consolidadas anteriormente mencionadas, hasta el 30 de junio de 2017.

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

Los principales riesgos e incertidumbres coinciden con los desglosados en las Cuentas anuales consolidadas y el Informe de gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2016, sin cambios significativos desde su publicación. En el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 no se han producido cambios significativos en el entorno empresarial o económico, ni en el regulatorio que puedan dar lugar a deterioro de los valores contables a 30 de junio de 2017 de los activos no corrientes de Gas Natural Fenosa.

3.3 Estacionalidad

La demanda de gas natural es estacional, siendo, generalmente, el suministro y comercialización de gas en Europa mayor en los meses más fríos de octubre a marzo y menor durante los meses más cálidos de abril a septiembre. Esta estacionalidad se compensa parcialmente con el aumento de la demanda en Latinoamérica y de la demanda de gas natural para usos industriales y producción eléctrica, normalmente más estable durante todo el año. Debido a dicha estacionalidad, los ingresos y los resultados de las operaciones de las actividades del segmento "Gas" son más altos durante el primer y cuarto trimestres y más bajos durante el segundo y tercer trimestres. Por otro lado, la demanda de electricidad tiende a aumentar durante los meses de verano en España, sobre todo en julio y agosto, por lo que los ingresos y los resultados de las operaciones del segmento "Electricidad" son más altos en España, en dicho periodo.

3.4 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 2016.

Entrada en vigor de nuevas normas contables

El 1 de enero de 2017 no han entrado en vigor nuevas normas, interpretaciones y modificaciones de aplicación en estos estados financieros intermedios resumidos consolidados.

No obstante, el IASB emitió las siguientes modificaciones con entrada en vigor para los ejercicios iniciados con posterioridad al 1 de enero de 2017 que se encuentran pendientes de adopción por la Unión Europea y, por tanto, no han sido aplicadas en estos estados financieros intermedios resumidos:

- NIC 12 (Modificación), "Reconocimiento de activos por impuesto diferido de pérdidas no realizadas";
- NIC 7 (Modificación), "Iniciativa sobre información a revelar";
- Mejoras anuales de las NIIF Ciclo 2014-2016.

De la aplicación de estas modificaciones no se espera ningún impacto significativo.

Asimismo, el IASB emitió las siguientes normas y modificaciones con entrada en vigor entre el 1 de enero de 2018, 2019 y 2021 que se encuentran pendientes de adopción por la Unión Europea:

- NIIF 16, "Arrendamientos";
- NIIF 15 (Aclaraciones), "Ingresos ordinarios de contratos con clientes";
- NIIF 2 (Modificación), "Clasificación y medición de pagos basados en acciones";
- NIIF 4 (Modificación), "Aplicación de la NIIF 9 Instrumentos financieros con la NIIF 4 Contratos de seguro";
- NIC 40 (Modificación), "Trasferencia de inversiones inmobiliarias";
- CINIIF 22, "Transacciones en moneda extranjera y contraprestación anticipada";
- NIIF 17, "Contratos de seguros";
- CINIIF 23, "Incertidumbre sobre tratamiento impuesto a las ganancias".

Adicionalmente, la Unión Europea adoptó en 2016 las siguientes normas con entrada en vigor para los ejercicios iniciados con posterioridad al 1 de enero de 2018:

- NIIF 15, "Ingresos ordinarios de contratos con clientes";
- NIIF 9, "Instrumentos financieros";

Gas Natural Fenosa continua analizando el impacto de todas estas normas, interpretaciones y modificaciones, y estima que las únicas que podrían tener algún impacto en los estados financieros consolidados serían la NIIF 9 y la NIIF 15, cuya entrada en vigor está prevista el 1 de enero de 2018, y la NIIF 16, cuya entrada en vigor está prevista el 1 de enero de 2019. Gas Natural Fenosa no procederá a la aplicación anticipada de ninguna de estas normas.

Hasta el momento los principales aspectos analizados son los siguientes:

NIIF 9 – “Instrumentos financieros”

Valoración de activos financieros: Gas Natural Fenosa valorará a coste amortizado sus activos financieros, a excepción de las inversiones en instrumentos de patrimonio y los instrumentos financieros derivados, que se valorarán a valor razonable. A la fecha, Gas Natural Fenosa aún no ha determinado si las variaciones de valor razonable de cada inversión en instrumentos de patrimonio se contabilizarán contra el resultado o el patrimonio neto.

Deterioro de activos financieros: Gas Natural Fenosa aplicará el modelo general de pérdida esperada para los activos financieros, a excepción de los Deudores comerciales, para los que Gas Natural Fenosa aplicará el modelo simplificado estimado de pérdida esperada, independientemente del componente financiero que puedan tener dichos activos. Considerando las políticas de gestión del riesgo de crédito de Gas Natural Fenosa y la alta calidad crediticia de los deudores, Gas Natural Fenosa estima que el impacto de la aplicación del modelo de pérdida esperada no será significativo.

Contabilidad de cobertura: La NIIF 9 alinea la contabilidad con la gestión de riesgos financieros, sin impacto en las coberturas existentes, pero permitiendo aplicar, a partir de su entrada en vigor, contabilidad de cobertura a coberturas financieras que la norma actual no permite, como por ejemplo, cobertura de componentes no financieros de contratos (por ejemplo, *commodities*). Gas Natural Fenosa no espera modificaciones sustanciales en su modelo de cobertura.

Gas Natural Fenosa estima que la aplicación de NIIF 9 no tendrá un impacto significativo en las cuentas anuales consolidadas.

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

En relación con la entrada en vigor de la NIIF 15, no se han detectado diferencias significativas entre las políticas internas de reconocimiento de ingresos para las distintas tipologías de contratos con clientes y el modelo de reconocimiento de ingresos de la nueva norma. En cuanto al registro de los costes incrementales incurridos en la obtención de contratos con clientes, la NIIF 15 establece que se debe reconocer un activo que se amortizará de forma sistemática de acuerdo con la transferencia al cliente de los bienes o servicios objeto del contrato. Gas Natural Fenosa estima que puede surgir algún impacto no significativo correspondiente a la activación de los costes de captación de clientes en las cuentas anuales consolidadas.

NIIF 16 – “Arrendamientos”

Gas Natural Fenosa ha iniciado el análisis de los impactos de la NIIF 16 “Arrendamientos” que establece que se deberán reconocer en el Balance de situación consolidado los activos por el derecho de uso y los pasivos 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.

El análisis aún se encuentra en curso a la fecha de los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados. Gas Natural Fenosa está recopilando los datos necesarios de sus contratos de arrendamientos operativos para poder evaluar los correspondientes impactos. No obstante, considerando el volumen poco relevante de los compromisos por contratos de arrendamiento que mantiene el Grupo (Nota 35 de las cuentas anuales consolidadas al 31 de diciembre de 2016), Gas Natural Fenosa prevé que la NIIF 16 no tendrá un impacto significativo en los estados financieros consolidados.

3.5 Perímetro de consolidación

Ejercicio 2017

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

Ejercicio 2016

En el ejercicio 2016 las principales variaciones producidas en el perímetro de consolidación corresponden a la venta por Unión Fenosa Gas de las participaciones en Gasifica, S.A. (abril de 2016) y en Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (junio de 2016), la compra de Vayu Limited (julio de 2016), la venta de Gasco S.A. junto con la compra de un 37,88% adicional de Gas Natural Chile S.A. (agosto de 2016), la venta de la participación en GNL Quintero, S.A. (noviembre de 2016) y la desconsolidación de la participación en Electricaribe tras la pérdida de control (diciembre de 2016).

En el Anexo I se recogen las variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el primer semestre de 2017 y en el ejercicio 2016.

Nota 4. 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 de Gas Natural SDG, S.A en la toma de decisiones de explotación de la entidad, 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.

a) Información por segmentos

Los segmentos de operación de Gas Natural Fenosa son:

- Distribución de gas. Engloba el negocio regulado de distribución de gas en España, Italia y Latinoamérica.

El negocio de distribución de gas en España incluye la actividad regulada de distribución de gas, los servicios de acceso de terceros a la red, además de las actividades conexas con la distribución. También incluye la actividad de gases licuados del petróleo (GLP).

La distribución de gas en Italia consiste en la distribución regulada de gas.

El negocio de distribución de gas en Latinoamérica (Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México y Perú) incluye la actividad regulada de distribución de gas y las ventas a clientes a precios regulados. En Chile incluye además la actividad de aprovisionamiento y comercialización de gas.

- Distribución de electricidad. Engloba el negocio regulado de distribución de energía eléctrica en España, Moldavia y Latinoamérica.

El negocio de distribución de electricidad en España incluye la actividad regulada de distribución de electricidad, las actuaciones de servicios de red y otras actuaciones asociadas al acceso de terceros a la red de distribución.

El negocio de distribución de electricidad en Moldavia consiste en la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito del país.

El negocio de distribución de electricidad en Latinoamérica corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Argentina, Chile, Panamá y Colombia (esta última hasta 31 de diciembre de 2016).

- Gas. Incluye la actividad derivada de las infraestructuras de gas, la actividad de comercialización y de Unión Fenosa Gas.

El negocio de infraestructuras incluye las actividades de exploración, producción y almacenamiento de gas. También recoge el proceso de regasificación y la operación del gasoducto Magreb-Europa.

El negocio de comercialización agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas mayorista tanto en el mercado liberalizado español como fuera de España, la actividad de comercialización de gas y comercialización de otros productos y servicios relacionados con



la comercialización minorista en el mercado liberalizado en España e Italia y la comercialización de gas a tarifa de último recurso (TUR) en España. Adicionalmente incorpora la actividad de transporte marítimo, incluida anteriormente en infraestructuras, adecuando el comparativo 2016.

El negocio de Unión Fenosa Gas (participada en un 50% por Gas Natural Fenosa y en un 50% por otro socio y consolidada por el método de la participación) incluye las actividades de licuefacción en Damietta (Egipto), de transporte marítimo y de comercialización de gas.

- Electricidad. Incluye la generación de electricidad y comercialización en España y las actividades de Electricidad Internacional.

El negocio de Electricidad en España incluye las actividades de generación de electricidad mediante centrales de ciclo combinado, carbón, nucleares, hidráulicas, cogeneración y parques de generación eólica, así como otras tecnologías renovables, el suministro de electricidad en mercados mayoristas y la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español y el suministro de electricidad a precio voluntario pequeño consumidor (PVPC).

El negocio de Electricidad Internacional incluye principalmente las actividades de generación internacional del grupo en Latinoamérica (México, Costa Rica, República Dominicana, Panamá, Brasil, Chile y Puerto Rico, esta última a través de la sociedad EcoEléctrica, L.P. y consolidada por el método de la participación) y Resto (Kenia y Australia).

- Otros. Incluye la explotación del yacimiento de carbón de la sociedad Kangra Coal (Proprietary), Ltd. en Sudáfrica, los activos/pasivos y los gastos de funcionamiento de la corporación y su facturación a los distintos negocios en función de su utilización, así como el resto de las actividades.

El Resultado financiero neto y el Impuesto sobre beneficios no se asignan a los segmentos de explotación dado que tanto las actividades de financiación como los efectos fiscales del Impuesto sobre sociedades se gestionan de manera conjunta.

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

Seis meses terminados a 30 de junio de 2017	Distribución de gas			Distribución de Electricidad			Gas			Electricidad		Elimina- ciones	TOTAL				
	España		Latino- américa	España		Moldavia	Latino- américa	Aprov. y Comerc.		UF GAS	Electricidad Internacional						
	Italia	Total	Total	España	Moldavia	Total	Infraes- tructuras	Total	España	Total	Otros						
Importe neto cifra negocios consolidado	581	43	2.263	2.887	399	110	1.683	2.192	43	4.660	-	4.703	1.968	75	-	12.283	
Importe neto cifra negocios entre segmentos	57	-	-	57	21	-	31	52	121	689	-	810	518	118	-	1.563	
Importe neto cifra negocios segmentos	638	43	2.263	2.944	420	110	1.714	2.244	164	5.349	-	5.513	2.486	193	(1.563)	12.283	
Aprovisionamientos segmentos	(50)	-	(1.606)	(1.656)	-	(84)	(1.299)	(1.383)	-	(4.903)	-	(4.903)	(1.915)	(259)	(2.174)	(8.726)	
Gastos de personal neto	(39)	(6)	(68)	(113)	(50)	(4)	(73)	(127)	(3)	(41)	-	(44)	(66)	(20)	(86)	(501)	
Otros ingresos/gastos de explotación	(110)	(6)	(175)	(293)	(68)	(6)	(114)	(188)	(6)	(133)	-	(141)	(313)	(39)	(352)	(880)	
EBITDA	439	29	414	882	302	16	228	546	153	272	-	425	190	148	338	2.176	
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Amortización y pérdidas por deterioro de inmov.	(148)	(12)	(88)	(248)	(113)	(3)	(63)	(179)	(25)	(38)	-	(63)	(224)	(64)	(288)	(843)	
Dotación a provisiones	(4)	-	(13)	(17)	-	-	(14)	(14)	-	(20)	-	(20)	(11)	(2)	(11)	(64)	
Resultado de explotación	287	17	313	617	189	13	151	353	128	214	-	342	(45)	84	39	1.269	
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(347)	
Resultado método participación	-	-	7	7	-	-	10	10	-	(48)	-	(48)	8	29	37	7	
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	929	
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(218)	
Resultado del período procedente de operaciones continuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	711	
Resultado del período procedente de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado del período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	711	
Inversiones inmov. material e intangible (Nota 5) (1)	82	15	155	252	106	3	177	286	5	25	-	30	53	90	143	26	737

Seis meses terminados a 30 de junio de 2016	Distribución de gas			Distribución de Electricidad			Gas			Electricidad		Elimina- ciones	TOTAL				
	España		Latino- américa	España		Moldavia	Latino- américa	Aprov. y Comerc.		UF GAS	Electricidad Internacional						
	Italia	Total	Total	España	Moldavia	Total	Infraes- tructuras	Total	España	Total	Otros						
Importe neto cifra negocios consolidado	529	43	1.765	2.337	394	119	2.305	2.818	13	3.685	-	3.698	2.041	172	-	11.409	
Importe neto cifra negocios entre segmentos	52	-	-	52	22	-	22	22	146	683	-	829	532	103	-	1.548	
Importe neto cifra negocios segmentos	581	43	1.765	2.389	416	119	2.305	2.840	159	4.368	-	4.527	2.573	275	(1.548)	11.409	
Aprovisionamientos segmentos	(9)	-	(1.185)	(1.194)	-	(86)	(1.696)	(1.782)	(1)	(3.936)	-	(3.937)	(1.834)	(166)	(2.000)	(7.556)	
Gastos de personal neto	(39)	(6)	(60)	(105)	(45)	(3)	(100)	(148)	(2)	(37)	-	(39)	(68)	(90)	(124)	(506)	
Otros ingresos/gastos de explotación	(109)	(8)	(143)	(260)	(68)	(5)	(169)	(242)	(10)	(118)	-	(128)	(295)	(41)	(336)	(890)	
EBITDA	424	29	377	830	303	25	340	668	146	277	-	423	376	124	500	2.457	
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Amortización y pérdidas por deterioro de inmov.	(144)	(12)	(79)	(235)	(110)	(3)	(76)	(189)	(24)	(28)	-	(52)	(263)	(64)	(328)	(868)	
Dotación a provisiones	-	-	(13)	(13)	-	-	(85)	(85)	-	(23)	-	(23)	(20)	(1)	(20)	(142)	
Resultado de explotación	280	17	285	582	193	22	179	394	122	226	-	348	93	59	152	1.447	
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(415)	
Resultado método participación	-	-	7	7	-	-	4	4	-	(43)	-	(43)	-	21	21	(11)	
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.021	
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(346)	
Resultado del período procedente de operaciones continuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	781	
Resultado del período procedente de operaciones interrumpidas	-	-	30	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30	
Resultado del período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	811	
Inversiones inmov. material e intangible (Nota 5) (1)	132	13	112	257	106	2	144	252	2	12	-	14	39	37	76	30	629

(1) Se incluye la inversión en "inmovilizado material" e "inmovilizado intangible" (Nota 5).

b) Información por áreas geográficas

El importe neto de la cifra de negocio de Gas Natural Fenosa para el periodo de seis meses terminado en 2017 y 2016 asignado según el país de destino se detalla en el cuadro siguiente:

	2017	2016
España	5.283	5.104
Resto de Europa	1.620	1.287
Latinoamérica	4.736	4.665
Resto del Mundo	644	353
Total	12.283	11.409

Nota 5. Inmovilizado intangible e inmovilizado material

El movimiento para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 en el inmovilizado intangible y en el inmovilizado material es el siguiente:

	Fondo de comercio	Otro inmovilizado intangible	Total inmovilizado intangible	Inmovilizado material
Valor neto contable a 31/12/16	5.036	5.884	10.920	23.627
Coste bruto	5.036	9.038	14.074	35.727
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	-	(3.154)	(3.154)	(12.100)
Valor neto contable a 01/01/17	5.036	5.884	10.920	23.627
Inversión	-	137	137	600
Desinversión	-	-	-	(13)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	-	(166)	(166)	(677)
Diferencias de conversión	(83)	(270)	(353)	(421)
Reclasificaciones y otros	-	-	-	9
Valor neto contable a 30/06/17	4.953	5.585	10.538	23.125
Coste bruto	4.953	8.774	13.727	35.988
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	-	(3.189)	(3.189)	(12.863)
Valor neto contable a 30/06/17	4.953	5.585	10.538	23.125

En la Nota 4 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.

Gas Natural Fenosa mantiene a 30 de junio de 2017 compromisos de inversión en inmovilizado por 613 millones de euros, básicamente para la construcción de varios parques de generación renovable en Brasil, Australia y España, el desarrollo de la red de distribución y otras infraestructuras de gas, el desarrollo de la red de distribución de electricidad, y la construcción de dos buques metaneros en régimen de arrendamiento financiero.

En el primer trimestre del ejercicio 2017, Gas Natural Fenosa ha concluido los estudios técnicos que venía realizando sobre la estimación de la vida útil de las centrales de ciclo combinado y, en línea con la práctica seguida por los principales operadores del sector, se ha procedido a modificar de forma prospectiva la vida útil de las centrales de ciclo combinado de 25 a 35 años desde 1 de enero de 2017. El efecto que este cambio en la vida útil estimada ha tenido en el epígrafe de "Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado" de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 ha sido una menor amortización por importe de 44 millones de euros. Se estima que en el ejercicio 2018 esta modificación supondrá una menor amortización anual de 88 millones de euros, aproximadamente.

Nota 6. 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 2017 y a 31 de diciembre de 2016, clasificados por naturaleza y categoría es el siguiente:

A 30 junio 2017	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Total
Instrumentos de patrimonio	625	-	-	-	625
Derivados	-	-	-	60	60
Otros activos financieros	-	1.101	1	-	1.102
Activos financieros no corrientes	625	1.101	1	60	1.787
Derivados	-	-	-	9	9
Otros activos financieros	-	296	1	-	297
Activos financieros corrientes	-	296	1	9	306
Total activos financieros a 30/06/2017	625	1.397	2	69	2.093

A 31 diciembre 2016	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Total
Instrumentos de patrimonio	619	-	-	-	619
Derivados	-	-	-	111	111
Otros activos financieros	-	1.175	2	-	1.177
Activos financieros no corrientes	619	1.175	2	111	1.907
Derivados	-	-	-	1	1
Otros activos financieros	-	388	-	-	388
Activos financieros corrientes	-	388	-	1	389
Total activos financieros a 31/12/2016	619	1.563	2	112	2.296

A 30 de junio de 2017, se incluye dentro de "Activos financieros disponibles para la venta" la participación del 14,9% en la sociedad Medgaz, S.A., sociedad que opera el gasoducto submarino entre Argelia y España, por importe de 97 millones de euros (90 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) y la participación del 85,4% en Electrificadora del Caribe, S.A. ESP (en adelante Electricaribe) por importe de 475 millones de euros (475 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

A lo largo del ejercicio 2016 Electricaribe padeció muy fuertes tensiones de tesorería consecuencia de las acciones y omisiones de la República de Colombia en relación al impago de un elevado número de facturas de clientes, en gran parte con suministro obligatorio, así como de un importante fraude en el consumo. Como consecuencia y en el marco del tratado de protección recíproca de inversiones entre el Reino de España y la República de Colombia, el 12 de julio de 2016, Gas Natural Fenosa activó el proceso de conversaciones para tratar de resolver de manera negociada la situación límite a la que había llegado Electricaribe antes expuesta. Este tratado exige, para el caso de una expropiación o medida similar, que la indemnización correspondiente sea equivalente al justo valor de mercado de la inversión en un momento anterior a su expropiación o similar.

El 14 de noviembre de 2016 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de la República de Colombia (Superintendencia) ordenó, como medida necesaria para asegurar la prestación del servicio de energía eléctrica, la intervención de Electricaribe, así como el cese de los miembros del órgano de administración y del gerente general y su sustitución por un Agente especial designado por la Superintendencia. Durante el ejercicio de sus funciones el Agente sustituyó al personal directivo nombrado por Gas Natural Fenosa y centralizó la decisión sobre el suministro de información a remitir a Gas Natural Fenosa, de forma que, al cierre de diciembre de 2016 Gas Natural Fenosa ya había perdido el control y cualquier poder de influencia significativa sobre Electricaribe, al no participar ni tener información directa sobre las decisiones o sobre las actividades relevantes de los negocios. El 11 de enero de 2017 la Superintendencia acordó la prórroga de la intervención, hasta el 14 de marzo de 2017, anunciando en dicha fecha la decisión de liquidar la sociedad Electricaribe.

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

Debido a los hechos señalados anteriormente, y siguiendo lo indicado por la normativa contable aplicable en este caso, NIIF 10, el 31 de diciembre de 2016 se dejó de consolidar Electricaribe en el balance consolidado de Gas Natural Fenosa, procediéndose a dar de baja sus activos, pasivos y participaciones no dominantes por un importe neto de 475 millones de euros, así como a traspasar a resultados las diferencias de conversión negativas correspondientes por 38 millones de euros. Asimismo, en el epígrafe de "Activos financieros disponibles para la venta", se reconoció la inversión en Electricaribe de acuerdo con la NIC 39 por su valor razonable (475 millones de euros). Dado que Electricaribe es una inversión en instrumento de patrimonio que no dispone de un precio de mercado cotizado, la valoración que se realizó es de nivel 3 y en la misma se aplicaron criterios de prudencia valorativa considerando el entorno de incertidumbre existente, obteniéndose un importe que no difería de su valor neto contable. Las hipótesis utilizadas en dicha valoración eran similares a las descritas en la Nota 3.3.5 de las cuentas anuales consolidadas al 31 de diciembre de 2016. No obstante, Gas Natural Fenosa entiende que el importe final que razonablemente cabría esperar que fuera reconocido por los órganos y tribunales llamados a decidir en su caso sobre la fijación de un precio o indemnización, conforme al justo valor de mercado, sería superior al importe indicado.

A 30 de junio de 2017 no se ha producido ninguna variación en los parámetros a los que se refieren las principales hipótesis de valoración de la participación en Electricaribe, ni en los procesos antes descritos que puedan dar lugar a una mejor evaluación de su valor razonable. En consecuencia, no se ha modificado el importe contabilizado en el epígrafe de "Activos financieros disponibles para la venta".

El desglose de los activos, pasivos y participaciones no dominantes de Electricaribe registrados en el Balance de situación consolidado de Gas Natural Fenosa que fueron dados de baja a 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

	A 31/12/2016
Inmovilizado intangible	6
Inmovilizado material	929
Activos financieros no corrientes	63
Activo por impuesto diferido	157
ACTIVO NO CORRIENTE	1.155
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	633
Otros activos financieros corrientes	20
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	42
ACTIVO CORRIENTE	695
TOTAL ACTIVO	1.850
PARTICIPACIONES NO DOMINANTES	70
Provisiones no corrientes	265
Pasivos financieros no corrientes	85
Pasivo por impuesto diferido	4
PASIVO NO CORRIENTE	354
Pasivos financieros corrientes	493
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	450
Otros pasivos corrientes	8
PASIVO CORRIENTE	951
TOTAL PARTICIPACIONES NO DOMINANTES Y PASIVO	1.375



Por otro lado, la cuenta de pérdidas y ganancias que aportó Electricaribe en el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2016 es la siguiente:

Para el periodo terminado el 30 de junio 2016	
Importe neto de la cifra de negocio	714
Aprovisionamientos	(488)
Otros ingresos de explotación	2
Gastos de personal	(22)
Otros gastos de explotación	(157)
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	(18)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	31
Ingresos financieros	2
Gastos financieros	(29)
Diferencias de cambio	1
RESULTADO FINANCIERO	(26)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	5
Impuesto sobre beneficios	(7)
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERIODO	(2)
Atribuible a:	
Sociedad dominante	(2)
Participaciones no dominantes	-

A 30 de junio de 2017, se incluyen dentro de "Préstamos y partidas a cobrar" los desajustes temporales producidos entre los ingresos y los costes del sistema gasista para los ejercicios iniciados desde 2014 financiados por Gas Natural Fenosa conforme a la Ley 18/2014, de 17 de octubre y que generan el derecho a su recuperación en los quince años siguientes por la parte de déficit definitivo de 2014 y en los cinco años siguientes por el resto financiado, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado. Del importe de dicha financiación han sido registrados 340 millones de euros en el epígrafe de "Otros activos financieros no corrientes" y 47 millones de euros en el epígrafe de "Otros activos financieros corrientes" (357 millones de euros en el epígrafe de "Otros activos financieros no corrientes" y 144 millones de euros en el epígrafe de "Otros activos financieros corrientes" a 31 de diciembre de 2016) de acuerdo con el plazo estimado de recuperación a través de las liquidaciones del sistema.

A 30 de junio de 2017, se incluyen en el epígrafe de "Otros activos financieros corrientes" los desajustes temporales producidos entre los ingresos y los costes del sistema eléctrico financiados por Gas Natural Fenosa conforme a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre por importe de 93 millones de euros (106 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) 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 2017 y a 31 de diciembre de 2016, es la siguiente:

Activos financieros	30 de junio de 2017				31 de diciembre de 2016			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Disponibles para la venta	-	-	625	625	-	-	619	619
Derivados de cobertura	-	69	-	69	-	112	-	112
Valor razonable con cambios a resultados	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	69	625	694	-	112	619	731

b) Pasivos financieros

El detalle de los pasivos financieros, excluyendo "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar" a 30 de junio de 2017 y a 31 de diciembre de 2016, clasificados por naturaleza y categoría es el siguiente:

A 30 junio 2017	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total
Deudas con entidades de crédito	4.617	-	4.617
Obligaciones y otros valores negociables	9.823	-	9.823
Derivados	-	45	45
Otros pasivos financieros	-	-	0
Pasivos financieros no corrientes	14.440	45	14.485
Deudas con entidades de crédito	945	-	945
Obligaciones y otros valores negociables	1.789	-	1.789
Derivados	-	3	3
Otros pasivos financieros	120	-	120
Pasivos financieros corrientes	2.854	3	2.857
Total pasivos financieros a 30/06/2017	17.294	48	17.342

A 31 diciembre 2016	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total
Deudas con entidades de crédito	4.837	-	4.837
Obligaciones y otros valores negociables	10.098	-	10.098
Derivados	-	62	62
Otros pasivos financieros	6	-	6
Pasivos financieros no corrientes	14.941	62	15.003
Deudas con entidades de crédito	856	-	856
Obligaciones y otros valores negociables	1.563	-	1.563
Derivados	-	18	18
Otros pasivos financieros	162	-	162
Pasivos financieros corrientes	2.581	18	2.599
Total pasivos financieros a 31/12/2016	17.522	80	17.602

La clasificación de los pasivos financieros registrados a valor razonable a 30 de junio de 2017 y a 31 de diciembre de 2016, es la siguiente:

Pasivos financieros	30 de junio de 2017				31 de diciembre de 2016			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Valor razonable con cambios a resultados	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados de cobertura	-	48	-	48	-	80	-	80
Total	-	48	-	48	-	80	-	80

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

	Valor contable		Valor razonable	
	A 30/06/17	A 31/12/16	A 30/06/17	A 31/12/16
Emisión de obligaciones y otros valores negociables	9.823	10.098	10.953	11.389
Deuda Financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros	4.617	4.843	4.655	4.874

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 2017 y a 31 de diciembre de 2016 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 2017 y 2016 la evolución de las emisiones de los valores representativos de la deuda ha sido la siguiente:

	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

	A 01/01/2016	Emisiones	Recompras o reembolsos	Combinaciones de negocio	Intereses, tipo de cambio y otros	A 30/06/2016
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	10.857	3.335	(2.535)	-	(113)	11.544
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	1.466	-	(119)	-	22	1.369
Total	12.323	3.335	(2.654)	-	(91)	12.913

Durante el primer semestre del ejercicio 2017 se cerraron las siguientes emisiones de bonos bajo el programa de Euro Medium Term Notes (EMTN):

Emisión	Nominal	Vencimiento	Cupón (%)
Enero 2017	1.000	2027	1,375
Abril 2017	1.000	2024	1,125

El importe total dispuesto dentro del programa, cuyo límite al 30 de junio de 2017 es de 14.000 millones de euros (14.000 millones de euros a 31 de diciembre de 2016), asciende a 10.105 millones de euros (10.205 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

En abril de 2017 Gas Natural Fenosa realizó una emisión de bonos bajo su programa 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 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 de Euro Commercial Paper (ECP) por un importe total de 2.133 millones de euros (2.435 millones de euros en el mismo periodo del ejercicio 2016). 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).

Además, durante el periodo se han renegociado operaciones bilaterales bancarias por importe de 3.624 millones de euros, de los cuales 684 millones de euros corresponden a préstamos y el resto a créditos.



Nota 7. Activos no corrientes y grupos enajenables de elementos mantenidos para la venta y actividades interrumpidas

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

El desglose por naturaleza del epígrafe "Resultados del ejercicio procedentes de operaciones interrumpidas después de impuestos" de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, correspondiente al negocio de GLP en Chile, a 30 de junio de 2016, es el siguiente:

	30/06/2016
Importe neto de la cifra de negocio	287
Aprovisionamientos	(186)
Otros ingresos de explotación	2
Gastos de personal	(22)
Otros gastos de explotación	(31)
Amortización de inmovilizado	-
RESULTADO DE EXPLOTACION	50
Ingresos financieros	1
Gastos financieros	(13)
RESULTADO FINANCIERO	(12)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	38
Impuesto sobre beneficios	(8)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	30
Atribuible:	
Sociedad dominante	14
Participaciones no dominantes	16

El desglose del Resultado global total de esta actividad en los periodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2016, es el siguiente:

	30/06/2016
Resultado consolidado del periodo	30
Ingresos y gastos reconocidos directamente en el patrimonio neto:	18
Diferencias de conversión	18
Por coberturas de flujos de efectivo	-
Resultado global total del periodo	48



Nota 8. Patrimonio

Capital social y Prima de emisión

Durante el primer semestre del ejercicio 2017 y durante el ejercicio 2016, no se han producido variaciones en el número de acciones ni en las cuentas de "Capital social" y "Prima de emisión".

Acciones propias

Los movimientos habidos durante el primer semestre del ejercicio 2017 y de 2016 con acciones propias de Gas Natural SDG, S.A. han sido los siguientes:

	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	-

	Número de acciones	Importe en millones de euros	% Capital
A 1 de enero de 2016	-	-	-
Adquisiciones	912.162	16	0,1%
Enajenaciones	(912.162)	(16)	(0,1%)
A 30 de junio de 2016	-	-	-

En el primer semestre del ejercicio 2017 los resultados obtenidos en las transacciones con acciones propias por Gas Natural Fenosa ascienden a un beneficio de 0,5 millones de euros, que se registraron en el epígrafe "Otras reservas" (un beneficio de 0,3 millones de euros en el primer semestre de 2016).

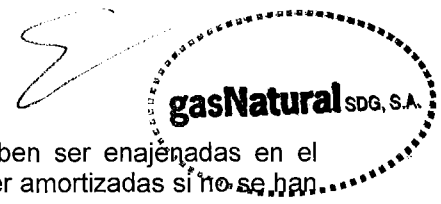
En ejecución de los acuerdos adoptados por la Junta General de Accionistas de Gas Natural SDG, S.A. celebrada el 20 de abril de 2017 se puso en marcha el Plan de Adquisición de Acciones 2017-2018-2019 correspondiente al ejercicio 2017, dirigido a empleados de Gas Natural Fenosa en España, que voluntariamente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

Por otro lado, los movimientos habidos durante el primer semestre del ejercicio 2017 con acciones propias de Compañía General de Electricidad, S.A. han sido los siguientes (sin movimientos en el primer semestre de 2016):

	Número de acciones	Importe en millones de euros	% Capital
A 1 de enero de 2017	8.695.395	8	0,4%
Adquisiciones	5.105.914	5	0,3%
Enajenaciones	-	-	-
A 30 de junio de 2017	13.801.309	13	0,7%

Las acciones registradas en 2016 fueron adquiridas tras la fusión por incorporación de Compañía General de Electricidad, S.A. en Gas Natural Fenosa 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 periodo 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.



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.

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 30/06/17	A 30/06/16
Resultado atribuible a accionistas de la sociedad dominante	550	645
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	1.000.518.692	1.000.689.341
Beneficio por acción de las actividades continuadas (en euros):		
- Básicas	0,55	0,63
- Diluidas	0,55	0,63
Beneficio por acción de las actividades interrumpidas (en euros):		
- Básicas	-	0,01
- Diluidas	-	0,01

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

	2017
Número medio ponderado de acciones ordinarias	1.000.689.341
Número medio ponderado de acciones propias	(170.649)
Número medio ponderado de acciones en circulación	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 2017 y 2016:

	30/06/2017			30/06/2016		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe
Acciones ordinarias	67%	0,67	671	100%	1,00	1.001
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados	67%	0,67	671	100%	1,00	1.001
a) Dividendos con cargo a resultados	67%	0,67	671	100%	1,00	1.001
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

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 ha acordado un dividendo a cuenta del ejercicio 2017 de 0,330 euros por acción que será pagado íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2017.



30 de junio de 2016

Incluyó el pago del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2015 de 0,408 euros por acción, por un importe total de 408 millones de euros acordado el 30 de octubre de 2015 y pagado el día 8 de enero de 2016.

Asimismo, la Junta General de Accionistas celebrada el 4 de mayo de 2016 aprobó un dividendo complementario de 0,592 euros por acción, por un importe total de 593 millones de euros y pagado el 30 de junio de 2016.

El Consejo de Administración acordó un dividendo a cuenta del ejercicio 2016 de 0,330 euros por acción, por un importe total de 330 millones de euros que se pagó íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2016.

Ajustes por cambio de valor

El movimiento de los ajustes por cambio de valor 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 3.3.2 de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2016 como consecuencia de la variación del tipo de cambio del euro con respecto a las principales divisas de las sociedades extranjeras de Gas Natural Fenosa, principalmente, el peso chileno y el real brasileño.

Participaciones no dominantes

El movimiento para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 en el epígrafe de Participaciones no dominantes es el siguiente:

Saldo a 31/12/16	3.780
Resultado global total del periodo	20
Distribución de dividendos	(147)
Pagos por remuneración obligaciones perpetuas subordinadas	(17)
Otras variaciones	1
Saldo a 30/06/17	3.637

Nota 9. Provisiones

El detalle de los epígrafes de provisiones a 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

	A 30/06/17	A 31/12/16
Provisiones por obligaciones con el personal	483	489
Otras provisiones	753	759
Total Provisiones no corrientes	1.236	1.248
Total Provisiones corrientes	132	158
Total	1.368	1.406

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 18 se incluye información adicional sobre los pasivos contingentes.

Nota 10. Importe neto de la cifra de negocios

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2017 y 2016 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2017	2016
Ventas de gas y acceso a redes de distribución	7.119	5.718
Ventas de electricidad y acceso a redes de distribución	4.398	4.954
Alquiler de instalaciones, mantenimiento y servicios de gestión	726	709
Otras ventas	40	28
Total	12.283	11.409

Nota 11. Aprovisionamientos

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2017 y 2016 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2017	2016
Compras de energía	7.357	6.165
Servicio acceso a redes de distribución	1.059	1.075
Otras compras y variación de existencias	310	316
Total	8.726	7.556

Nota 12. Gastos de personal

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2017 y 2016 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2017	2016
Sueldos y salarios	432	421
Costes Seguridad Social	70	68
Planes de aportación definida	23	20
Trabajos realizados para el inmovilizado	(58)	(46)
Otros	34	43
Total	501	506

El número medio de empleados de Gas Natural Fenosa para el periodo de seis meses de 2017 y 2016 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2017	2016
Hombres	12.256	14.398
Mujeres	4.847	5.376
Total	17.103	19.774

Adicionalmente, el número medio de empleados de las sociedades que se consolidan siguiendo el método de la participación asciende a 837 personas a 30 de junio de 2017 (936 personas el 30 de junio de 2016).

En el cálculo del número medio de empleados a 30 de junio de 2017 de Gas Natural Fenosa no se ha tenido en cuenta el número medio de empleados de Electricaribe (1.481 personas) que sí se incluían a 30 de junio de 2016 (1.512 personas).

Nota 13. Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2017 y 2016 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2017	2016
Tributos	234	236
Operación y mantenimiento	182	185
Publicidad y otros servicios comerciales	163	152
Dotación a provisiones	64	142
Servicios profesionales y seguros	87	84
Suministros	49	57
Servicios de construcción o mejora	71	55
Prestación de servicios a clientes	42	36
Arrendamientos	33	35
Otros	155	181
Total	1.080	1.163

Nota 14. Resultado financiero neto

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2017 y 2016 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2017	2016
Dividendos	10	8
Intereses	15	14
Otros ingresos financieros	42	38
Total ingresos financieros	67	60
Coste de la deuda financiera	(335)	(388)
Gastos por intereses de pensiones	(4)	(14)
Otros gastos financieros	(73)	(73)
Total gastos financieros	(412)	(475)
Valoración a valor razonable derivados financieros:	-	-
Instrumentos financieros derivados	-	-
Diferencias de cambio netas	(2)	-
Resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	-	-
Resultado financiero neto	(347)	(415)

Nota 15. Situación fiscal

El gasto por impuesto sobre las ganancias es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2017	2016
Impuesto corriente	187	201
Impuesto diferido	31	39
Total	218	240

El gasto por impuesto sobre beneficios se reconoce en base a la mejor estimación de la tasa efectiva prevista para todo el ejercicio anual. La tasa efectiva estimada del primer semestre de 2017 ha ascendido al 23,5% igual a la del mismo período del año anterior.

Nota 16. 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 Gas Natural Fenosa, 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 Gas Natural Fenosa son Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ("la Caixa"), Repsol, S.A. (Repsol) 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 17.
- 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 Gas Natural Fenosa sobre los saldos y transacciones con sociedades que se consolidan por el método de la participación.

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 2017				Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2016		
	Accionistas significativos			Sociedades del grupo	Accionistas significativos		Sociedades del grupo
	"la Caixa"	Repsol	GIP (*)		"la Caixa"	Repsol	
Gastos financieros	816	-	-	25	992	-	7
Arrendamientos	-	-	-	2	-	-	3
Recepción de servicios	7.669	7.930	-	5.671	7.226	3.274	15.429
Compra de bienes	-	196.731	-	172.710	-	122.159	188.630
Otros gastos (1)	10.753	-	-	-	10.126	-	-
Total gastos	19.238	204.661	-	178.408	18.344	125.433	204.069
Ingresos financieros	330	-	-	108	180	-	255
Arrendamientos	-	-	-	-	-	-	-
Prestación de servicios	224	127	-	11.163	215	1.282	14.072
Venta de bienes (terminados o en curso)	484	382.516	-	34.995	-	304.015	16.667
Otros ingresos	-	-	-	1.187	-	-	1.006
Total ingresos	1.038	382.643	-	47.453	395	305.297	32.000

Otras transacciones (en miles de euros)	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2017				Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2016		
	Accionistas significativos			Sociedades del grupo	Accionistas significativos		Sociedades del grupo
	"la Caixa"	Repsol	GIP (*)		"la Caixa"	Repsol	
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos (2)	-	10.147	-	-	-	-	-
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) (3)	362.737	-	-	3.995	613.530	-	11.026
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos (4)	157.220	-	-	-	113.065	-	-
Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestatarío) (5)	121.325	-	-	-	147.814	-	-
Garantías y avales recibidos	137.500	-	-	-	201.667	-	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos	163.854	134.575	134.092	-	311.716	273.873	-
Otras operaciones (6)	472.100	-	-	-	429.770	-	-

(*) Desde el 21 de septiembre de 2016.



- (1) Incluye aportaciones a planes de pensiones, seguros colectivos, seguros de vida y otros gastos.
- (2) 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.
- (3) Incluye tesorería y otros activos líquidos equivalentes.
- (4) Incluye básicamente la cesión de cuentas (operaciones de factoring sin recurso) con el grupo "la Caixa" realizadas durante cada uno de los periodos.
- (5) A 30 de junio de 2017 las líneas de crédito contratadas con el grupo "la Caixa" ascendían a 569.000 miles de euros (569.000 miles de euros a 30 de junio de 2016), de las que no se había dispuesto ningún importe a 30 de junio de 2017 y de 2016. A 30 de junio de 2017 el importe de otros préstamos ascendía a 121.325 miles de euros (147.814 miles de euros a 30 de junio de 2016).
- (6) 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 (396.465 miles de euros a 30 de junio de 2016) y 127.063 miles de euros correspondientes a coberturas de tipos de interés (33.305 miles de euros a 30 de junio de 2016).

Nota 17. 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 Gas Natural SDG, S.A., por su pertenencia al Consejo de Administración y a las distintas Comisiones del mismo ha ascendido a 2.546 miles de euros a 30 de junio de 2017 (2.293 miles de euros a 30 de junio de 2016). Dado que el importe de la retribución por la pertenencia al Consejo de Administración y a las distintas Comisiones se ha mantenido invariado, el incremento obedece exclusivamente al mayor número de miembros en las distintas Comisiones a raíz de las modificaciones en el gobierno de corporativo de la sociedad al modificarse en septiembre de 2016 la estructura accionarial de la compañía; la Comisión Ejecutiva ha aumentado en 2 miembros, la Comisión de Auditoría ha aumentado en 4 miembros y la Comisión de Nombramientos y Retribuciones ha aumentado en 2 miembros.

En los seis primeros meses de 2017 el Consejero Delegado no ha percibido retribuciones por pertenencia al Consejo de Administración de otras sociedades participadas (48 miles de euros a 30 de junio de 2016). Estos importes se deducen de la retribución variable anual percibida por el Consejero Delegado.

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 642 miles de euros, 526 miles de euros, 428 miles de euros y 4 miles de euros a 30 de junio de 2017 (606 miles de euros, 553 miles de euros, 430 miles de euros y 4 miles de euros a 30 de junio de 2016).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 167 miles de euros a 30 de junio de 2017 (159 miles de euros a 30 de junio de 2016).

Retribuciones al Personal directivo

A los efectos exclusivos de la información contenida en este apartado se considera "personal directivo" a los miembros del Comité de Dirección, excluido el Consejero Delegado cuya retribución ha sido incluida en el apartado anterior, y al Director de Auditoría Interna.



Durante el primer semestre de 2017 un total de 11 personas han formado parte del Comité de Dirección, habiéndose producido un alta en el mes de abril de 2017.

Los importes devengados por el personal directivo en concepto de retribución han ascendido a 4.859 miles de euros a 30 de junio de 2017 (4.917 miles de euros a 30 de junio de 2016).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 1.327 miles de euros a 30 de junio de 2017 (1.248 miles de euros a 30 de junio de 2016).

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 Gas Natural SDG, S.A. o con las sociedades del grupo.

Nota 18. Pasivos contingentes

En relación a la información sobre litigios y arbitrajes incluida en la Nota 34 "Compromisos y pasivos contingentes" de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio terminado a 31 de diciembre de 2016, no se han producido cambios significativos en su situación durante los primeros seis meses de 2017.

Nota 19. Hechos posteriores

Con fecha 5 de julio de 2017 Gas Natural Fenosa ha firmado con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) un préstamo por un importe total de 450 millones de euros que se destinará a financiar parte del negocio de distribución eléctrica y al desarrollo de proyectos de energía renovable en España.

Con fecha 17 de julio Gas Natural Fenosa ha firmado un préstamo con el Instituto de Crédito Oficial (ICO) por un importe total de 200 millones de euros y una duración de 12 años, que se destinará a financiar parte del plan de inversiones recogido en la visión estratégica 2016-2020, con un enfoque especial en el crecimiento en redes de distribución y en generación con energías renovables.

ANEXO I: VARIACIONES EN EL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el primer semestre de 2017 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
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, BV	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

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el ejercicio 2016 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
Renovables Aragón, S.L.U	Adquisición	1 de marzo	100,0	100,0	Global
Alas Capital Gas Natural, S.A.	Enajenación	11 de marzo	40,0	-	-
Gas Natural Chile, S.A.	Constitución	30 de marzo	56,6	56,6	Global
Sociedad Inversiones Atlántico, S.A.	Constitución	31 de marzo	55,1	55,1	Global
Energías Especiales de Extremadura, S.L.	Liquidación	25 de abril	99,0	-	-
Regasificadora del Noroeste, S.A.	Enajenación	28 de abril	11,6	-	-
Leo-Ras, S.L.	Adquisición	15 de mayo	100,0	100,0	Global
Aprovisionadora Global de Energía, S.A.	Constitución	1 de junio	36,9	36,9	Global
Unión Fenosa Financial Services USA, Llc	Liquidación	29 de junio	100,0	-	-
Union Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.	Adquisición	20 de julio	0,2	96,7	Global
Gas Natural Redes GLP, S.A.	Constitución	21 de julio	100,0	100,0	Global
Enervent, S.A.	Enajenación	28 de julio	26,0	-	-
Infraestructuras de Gas, S.A.	Enajenación	29 de julio	85,0	-	-
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	Enajenación	31 de julio	50,0	-	-
Vayu Ltd	Adquisición	2 de agosto	100,0	100,0	Global
Vayu Energy, Ltd	Adquisición	2 de agosto	100,0	100,0	Global
Vayu Energy, Ltd (UK)	Adquisición	2 de agosto	100,0	100,0	Global
Vayu Energy B.V.	Adquisición	2 de agosto	100,0	100,0	Global
LNG GOM Limited	Adquisición	2 de agosto	100,0	100,0	Global
LNG International Resources Ltd	Adquisición	2 de agosto	100,0	100,0	Global
LNG Marketing Ltd	Adquisición	2 de agosto	100,0	100,0	Global
Gas Natural Wind 6, S.L.	Liquidación	2 de agosto	60,0	-	-
Gas Natural Chile, S.A.	Adquisición	8 de agosto	37,9	94,5	Global
Gasco S.A.	Enajenación	8 de agosto	55,1	-	-
Gasco GLP S.A.	Enajenación	8 de agosto	55,1	-	-
Gasmar S.A.	Enajenación	8 de agosto	35,2	-	-
Hualpén Gas S.A.	Enajenación	8 de agosto	17,6	-	-
Autogasco S.A.	Enajenación	8 de agosto	55,1	-	-
Transportes e Inversiones Magallanes S.A.	Enajenación	8 de agosto	46,9	-	-
Automotive Gas Systems S.A.	Enajenación	8 de agosto	55,1	-	-
Inversiones Invergas S.A.	Enajenación	8 de agosto	55,1	-	-
Inversiones Atlántico S.A.	Enajenación	8 de agosto	55,1	-	-
Campanario Generación S.A.	Enajenación	8 de agosto	11,0	-	-
Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Enajenación	8 de agosto	38,6	-	-
JGB Inversiones S.A.S. E.S.P.	Enajenación	8 de agosto	38,6	-	-
Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Enajenación	8 de agosto	27,0	-	-
Montagas S.A. E.S.P.	Enajenación	8 de agosto	12,9	-	-
Energas S.A. E.S.P.	Enajenación	8 de agosto	10,9	-	-
Tecnet, S.A.	Enajenación	9 de agosto	100,0	-	-
Infraestructuras Eléctricas La Mudarra, S.L.	Constitución	31 de agosto	39,6	39,6	Participación
CGE Gas Natural, S.A.	Constitución	14 de octubre	100,0	100,0	Global
GNL Quintero, S.A.	Enajenación	8 de noviembre	20,0	-	-
Union Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.	Adquisición	15 de diciembre	0,2	97,0	Global
Hormigones del Norte, S.A.	Enajenación	16 de diciembre	100,0	-	-
Sobral i Solar Energía SPE, Ltda	Adquisición	19 de diciembre	85,0	85,0	Global
Sertao i Solar Energía SPE, Ltda	Adquisición	19 de diciembre	85,0	85,0	Global
Inca de Varas I	Adquisición	20 de diciembre	100,0	100,0	Global
Inca de Varas II	Adquisición	20 de diciembre	100,0	100,0	Global
Gasifica, S.A.	Liquidación	27 de diciembre	100,0	-	-
Gas Galicia SDG, S.A.	Adquisición	29 de diciembre	6,9	68,5	Global
Electrificadora del Caribe S.A, E.S.P.	Pérdida de control	31 de diciembre	85,4	-	-
Energía Empresarial de la Costa, S.A., E.S.P.	Pérdida de control	31 de diciembre	85,4	-	-
Energía Social de la Costa S.A. E.S.P.	Pérdida de control	31 de diciembre	85,4	-	-

VI. INFORME DE GESTIÓN INTERMEDIO

Contiene



Información adicional
en fichero adjunto



Gas Natural Fenosa



Informe de Gestión consolidado a 30 de junio de 2017

1. Situación de la entidad

Gas Natural Fenosa posee un modelo de negocio caracterizado por realizar una gestión responsable y sostenible de todos los recursos de los que se sirve. El compromiso con la sostenibilidad y con la creación de valor a lo largo del tiempo, se concreta en la política de responsabilidad corporativa, aprobada por el Consejo de Administración, presente en todo el proceso de negocio de la compañía que asume siete compromisos de responsabilidad corporativa con sus grupos de interés y que guían su forma de actuar: compromiso con los resultados, orientación al cliente, protección del medio ambiente, interés por las personas, seguridad y salud, compromiso con la sociedad e integridad.

Gas Natural Fenosa es una compañía de energía integrada que suministra gas y electricidad a 22 millones de clientes. Su objetivo principal es proveer de energía a la sociedad para maximizar su desarrollo y su bienestar, convirtiendo la innovación, la eficiencia energética y la sostenibilidad en pilares fundamentales del modelo de negocio. Es líder en el sector energético y pionera en la integración del gas y la electricidad. Su negocio se centra en el ciclo de vida completo del gas, y en la generación, distribución y comercialización de electricidad. Además, desarrolla otras líneas de negocio, como los servicios energéticos, que favorecen la diversificación de las actividades y los ingresos, anticipándose a las nuevas tendencias del mercado, atendiendo las necesidades específicas de los clientes y ofreciéndoles un servicio integral no centrado únicamente en la venta de energía.

La presencia a lo largo de toda la cadena de valor del gas dota a Gas Natural Fenosa de una ventaja competitiva convirtiendo a la compañía en líder en el sector. La capacidad de gestión y experiencia en electricidad, junto con su posición única de integración del mercado de gas y electricidad, convierte a la compañía en referente en este sector. La presencia internacional garantiza una posición privilegiada para capturar el crecimiento de nuevas regiones en el proceso de desarrollo económico, convirtiéndola en uno de los principales operadores del mundo.

2. Evolución y resultado de los negocios

2.1. Principales hitos del período de seis meses terminado el 30 de junio de 2017

El beneficio neto del primer semestre de 2017 se sitúa en 550 millones de euros y desciende un 14,7% frente al del mismo período del año anterior.

El EBITDA alcanza los 2.176 millones de euros en el primer semestre de 2017 y disminuye un 11,4% (6,6% en términos homogéneos sin considerar Electricaribe) con respecto al del primer semestre de 2016. Dicha disminución se concentra en el negocio de Electricidad España cuya evolución se ha visto condicionada por factores climatológicos, con contracción de la producción hidráulica de Gas Natural Fenosa del 77,3%.

El 11 de enero de 2017 se realizó una emisión de bonos en el euromercado, a través del programa EMTN, por importe de 1.000 millones de euros y vencimiento a 10 años, con cupón anual al 1,375%.

El 11 de abril de 2017 se realizó una emisión de bonos en el euromercado, a través del programa EMTN, por importe de 1.000 millones de euros y vencimiento a 7 años, con cupón anual al 1,125%, desembolsada en abril de 2017. En paralelo se había lanzado una oferta de recompra de bonos de Gas Natural Fenosa con vencimientos entre 2018 y 2021, de forma que, tras la emisión, los nuevos bonos han sido permutados por los bonos recomprados.

El 17 de mayo de 2017, Gas Natural Fenosa, a través de su filial Gas Natural Fenosa Renovables, resultó adjudicatario de un total de 667 MW de potencia eólica en la subasta realizada en España. La inversión estimada en el desarrollo de estos proyectos y potencia adjudicada es de como máximo 700 millones de euros.

El 5 de julio de 2017, Gas Natural Fenosa ha firmado un préstamo por importe total de 450 millones de euros con vencimiento a 20 años con 4 años de carencia con el Banco Europeo de Inversiones destinado a financiar parte del negocio de distribución eléctrica y al desarrollo de proyectos de energía renovable en España.

El 17 de julio de 2017, Gas Natural Fenosa ha firmado un préstamo por importe total de 200 millones de euros con vencimiento a 12 años con 2 años de carencia con el Instituto de Crédito Oficial.

A 30 de junio de 2017 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 46,4% ligeramente superior al de 2016 que se situaba en el 45,7% y el ratio Deuda financiera neta/EBITDA en 3,4 veces en línea con 2016 sin considerar Electricaribe.

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado 20 de abril de 2017 aprobó una distribución de resultados que supone destinar 1.001 millones de euros a dividendos con cargo a los resultados del ejercicio 2016, el mismo importe que el año anterior, lo que representa un *pay out* del 74,3%. Ello supone el pago de un dividendo de 1 euro por acción, del que ya se abonó un dividendo a cuenta de 0,330 euros por acción en efectivo el 27 de septiembre de 2016 y los 0,670 euros por acción restante ha sido abonado el 27 de junio de 2017 también en efectivo.

El Consejo de Administración ha aprobado el dividendo a cuenta del ejercicio 2017 de 0,330 euros por acción a pagar íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2017.

2.2. Principales magnitudes

Principales magnitudes económicas

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	12.283	11.409	7,7
Ebitda	2.176	2.457	(11,4)
Beneficio de explotación	1.269	1.447	(12,3)
Resultado atribuible a accionistas de la soc. dominante	550	645	(14,7)
Cash flow operativo (CFO)	1.406	1.600	(12,1)
Inversiones netas	740	622	19,0
Patrimonio neto (a 30/06)	18.246	18.793	(2,9)
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante (a 30/06)	14.609	14.575	0,2
Deuda financiera neta (a 30/06)	15.818	15.832	(0,1)

Principales ratios financieros

	2017	2016
Endeudamiento	46,4%	45,7%
Ebitda / Coste deuda financiera neta	6,8x	6,6x
Deuda financiera neta / Ebitda anualizado	3,4x	3,1x
ROA (Retorno de los activos)	2,8%	2,9%

Principales ratios bursátiles y remuneración al accionista

	2017	2016
Nº de acciones medio (en miles)	1.000.519	1.000.689
Nº de acciones emitidas al cierre del período (en miles)	1.000.689	1.000.689
Cotización a 30/06 (euros)	20,49	17,67
Capitalización bursátil a 30/06 (millones de euros)	20.504	17.677
Beneficio por acción (euros)	0,55	0,64
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante por acción (euros)	14,60	14,56
Relación cotización-beneficio (PER)	16,4x	12,7x
EV / Ebitda anualizado	7,7x	6,6x

Principales magnitudes físicas

	2017	2016	%
Distribución gas:			
Ventas - ATR ¹ :	239.030	227.534	5,1
Europa	101.310	96.585	4,9
Latinoamérica	137.720	130.949	5,2
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 30/06):	13.717	13.361	2,7
Europa	5.796	5.760	0,6
Latinoamérica	7.921	7.601	4,2
Distribución electricidad:			
Ventas - ATR ¹ :	28.284	34.685	(18,5)
Europa	17.333	17.250	0,5
Latinoamérica (*)	10.951	17.435	(37,2)
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 30/06):	8.271	10.746	(23,0)
Europa	4.595	4.565	0,7
Latinoamérica (*)	3.676	6.181	(40,5)
TIEPI ² (minutos)	67	26	157,7
Gas:			
Suministro de gas (GWh):	178.821	160.959	11,1
España	90.594	89.686	1,0
Resto de Europa	39.361	37.209	5,8
GNL Internacional	48.866	34.064	43,5
Transporte de gas – EMPL (GWh) ³	49.433	52.299	(5,5)

(*) El primer semestre de 2016 incluye la aportación de Electricaribe a las magnitudes consolidadas.

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 Europa-Magreb.

	2017	2016	%
Electricidad:			
Energía eléctrica producida (GWh):	22.226	21.424	3,7
España:	13.161	12.767	3,1
Hidráulica	737	3.244	(77,3)
Nuclear	2.185	2.104	3,8
Carbón	2.832	936	202,6
Ciclos combinados	6.141	4.986	23,2
Renovable y Cogeneración	1.266	1.497	(15,4)
Internacional:	9.065	8.657	4,7
Hidráulica	234	203	15,3
Ciclos combinados	7.925	7.509	5,5
Fuel – gas	600	558	7,5
Eólica	306	387	(20,9)
Capacidad de generación eléctrica (MW):	15.418	15.416	-
España:	12.716	12.714	-
Hidráulica	1.954	1.954	-
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.010	2.010	-
Ciclos combinados	7.001	7.001	-
Renovable y Cogeneración	1.147	1.145	0,2
Internacional:	2.702	2.702	-
Hidráulica	123	123	-
Ciclos combinados	2.035	2.035	-
Fuel – gas	310	310	-
Eólica	234	234	-
Comercialización de electricidad (GWh)	17.284	18.107	(4,5)

2.3. Análisis de los resultados consolidados

Importe neto de la cifra de negocio

	2017	% s/total	2016	% s/total	% 2017/2016
Distribución de gas	2.944	24,0	2.389	21,0	23,2
<i>España</i>	638	5,2	581	5,1	9,8
<i>Italia</i>	43	0,4	43	0,4	-
<i>Latinoamérica</i>	2.263	18,4	1.765	15,5	28,2
Distribución de electricidad	2.244	18,3	2.840	24,8	(21,0)
<i>España</i>	420	3,4	416	3,6	1,0
<i>Moldavia</i>	110	0,9	119	1,0	(7,6)
<i>Latinoamérica</i>	1.714	14,0	2.305	20,2	(25,6)
Gas	5.513	44,8	4.527	39,7	21,8
<i>Infraestructuras</i>	164	1,3	159	1,4	3,1
<i>Comercialización</i>	5.349	43,5	4.368	38,3	22,5
Electricidad	2.952	24,0	2.926	25,7	0,9
<i>España</i>	2.486	20,2	2.573	22,6	(3,4)
<i>Internacional</i>	466	3,8	353	3,1	32,0
Otras actividades	193	1,6	275	2,4	(29,8)
Ajustes consolidación	(1.563)	(12,7)	(1.548)	(13,6)	1,0
Total	12.283	100,0	11.409	100,0	7,7

El importe neto de la cifra de negocios hasta el 30 de junio de 2017 asciende a 12.283 millones de euros y registra un aumento del 7,7% 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

	2017	% s/total	2016	% s/total	% 2017/2016
Distribución de gas	882	40,5	830	33,8	6,3
<i>España</i>	439	20,2	424	17,3	3,5
<i>Italia</i>	29	1,3	29	1,2	-
<i>Latinoamérica</i>	414	19,0	377	15,3	9,8
Distribución de electricidad	546	25,1	668	27,1	(18,3)
<i>España</i>	302	13,9	303	12,3	(0,3)
<i>Moldavia</i>	16	0,7	25	1,0	(36,0)
<i>Latinoamérica</i>	228	10,5	340	13,8	(32,9)
Gas	425	19,5	423	17,2	0,5
<i>Infraestructuras</i>	153	7,0	146	5,9	4,8
<i>Comercialización</i>	272	12,5	277	11,3	(1,8)
Electricidad	338	15,5	500	20,4	(32,4)
<i>España</i>	190	8,7	376	15,4	(49,5)
<i>Internacional</i>	148	6,8	124	5,0	19,4
Otras actividades	(15)	(0,6)	36	1,5	(141,7)
Total	2.176	100,0	2.457	100,0	(11,4)

El ebitda consolidado del primer semestre de 2017 disminuye en 281 millones de euros y alcanza los 2.176 millones de euros, con una disminución del 11,4% respecto al mismo período del año anterior. No obstante, el primer semestre de 2017 no incorpora los resultados de Electricaribe por lo que, en términos homogéneos, la disminución solo sería del 6,6%.

La evolución de las monedas en su traslación a euros en el proceso de consolidación ha tenido un impacto positivo en el ebitda del primer semestre de 2017 de 45 millones de euros respecto al mismo período del año 2016, causado fundamentalmente por la apreciación del peso brasileño y el peso chileno.

El ebitda de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa aumenta un 1,3% y representa un 51,4% del total consolidado frente a un 45,0% en el mismo período del año anterior. Por otro lado, el ebitda proveniente de las operaciones en España disminuye un 21,8% y disminuye su peso relativo en el total consolidado al 48,6%.

Resultado de explotación

	2017	% s/total	2016	% s/total	% 2017/2016
Distribución de gas	617	48,6	582	40,3	6,0
<i>España</i>	287	22,6	280	19,4	2,5
<i>Italia</i>	17	1,3	17	1,2	-
<i>Latinoamérica</i>	313	24,7	285	19,7	9,8
Distribución de electricidad	353	27,8	394	27,2	(10,4)
<i>España</i>	189	14,9	193	13,3	(2,1)
<i>Moldavia</i>	13	1,0	22	1,5	(40,9)
<i>Latinoamérica</i>	151	11,9	179	12,4	(15,6)
Gas	342	27,0	348	24,0	(1,7)
<i>Infraestructuras</i>	128	10,1	122	8,4	4,9
<i>Comercialización</i>	214	16,9	226	15,6	(5,3)
Electricidad	39	3,1	152	10,5	(74,3)
<i>España</i>	(45)	(3,5)	93	6,4	(148,4)
<i>Internacional</i>	84	6,6	59	4,1	42,4
Otras actividades	(82)	(6,5)	(29)	(2,0)	182,8
Total	1.269	100,0	1.447	100,0	(12,3)

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 30 de junio de 2017 ascienden a 843 millones de euros y registran una disminución del 2,9% respecto al año anterior principalmente por la extensión de la vida útil de las centrales de ciclo combinado de 25 a 35 años.

Las provisiones por morosidad se sitúan en 64 millones de euros frente a 142 millones de euros en el año anterior, disminución debida básicamente al efecto de la desconsolidación de Electricaribe.

El resultado de explotación del primer semestre de 2017 ha disminuido en 178 millones de euros respecto al mismo período del año anterior, situándose en 1.269 millones de euros, lo que supone una disminución del 12,3% respecto al mismo período del año anterior (-10,4% en términos homogéneos sin considerar Electricaribe).

Resultado financiero

El resultado financiero de los primeros seis meses de 2017 es de 347 millones de euros negativos (415 millones de euros negativos en 2016) un 16,4% inferior al del mismo período del ejercicio anterior.

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

	2017	2016	%
Coste deuda financiera neta	(320)	(374)	(14,4)
Otros gastos/ingresos financieros	(34)	(49)	(30,6)
Ingreso financiero Costa Rica ¹	7	8	(12,5)
Resultado financieros	(347)	(415)	(16,4)

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 2017 asciende a 320 millones de euros, inferior al mismo período del año anterior debido a la desconsolidación de

Electricaribe y a la reducción de tipos en nuevas emisiones que refinancian deuda que ha llegado a vencimiento.

El coste medio de la deuda financiera bruta es del 3,7%, con el 80% de la deuda neta a tipo fijo.

Resultado de entidades valoradas por el método de la participación

En el primer semestre de 2017 la aportación al resultado de entidades por el método de participación asciende a 7 millones de euros (-11 millones de euros en el mismo período de 2016) debido a la aportación positiva de Ecoeléctrica en Puerto Rico y de otras participaciones (Chile y generación renovable) compensada, en parte, con el resultado negativo que aporta el subgrupo Unión Fenosa Gas.

Impuesto sobre beneficios

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

Participaciones no dominantes

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

El resultado atribuido a participaciones no dominantes hasta el 30 de junio de 2017 asciende a -161 millones de euros en línea al del mismo período del año anterior que ascendía a -166 millones de euros.

Resultado neto

Finalmente, el resultado neto asciende a 550 millones de euros, con una disminución del 14,7% frente al obtenido en el mismo período del año anterior.

2.4. Análisis de balance consolidado

Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

	2017	2016	%
Inversiones materiales e intangibles (Nota 5)	737	629	17,2
Inversiones financieras	27	26	3,8
Total inversiones, brutas	764	655	16,6
Desinversiones y otros	(24)	(33)	(27,3)
Total inversiones, netas	740	622	19,0

Las inversiones materiales e intangibles del primer semestre de 2017 alcanzan los 737 millones de euros, con un incremento del 17,2% respecto a las del mismo período del año anterior, fundamentalmente por el aumento de las inversiones en distribución de gas y de electricidad en Latinoamérica, así como en Electricidad.

Las inversiones financieras del primer semestre de 2017 corresponden a los pagos por inversiones en empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio (14 millones de euros), la

adquisición de acciones propias de Compañía General de Electricidad, S.A. (5 millones de euros) y otros (8 millones de euros).

Las desinversiones y otros del primer semestre de 2017 corresponden a otros cobros de actividades de inversión (24 millones de euros).

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

	2017	2016	% 2017/2016
Distribución de gas	252	257	(1,9)
<i>España</i>	82	132	(37,9)
<i>Italia</i>	15	13	15,4
<i>Latinoamérica</i>	155	112	38,4
Distribución de electricidad	286	252	13,5
<i>España</i>	106	106	-
<i>Moldavia</i>	3	2	50,0
<i>Latinoamérica</i>	177	144	22,9
Gas	30	14	114,3
<i>Infraestructuras</i>	5	2	150,0
<i>Comercialización</i>	25	12	108,3
Electricidad	143	76	88,2
<i>España</i>	53	39	35,9
<i>Internacional</i>	90	37	143,2
Otras actividades	26	30	(13,3)
Total	737	629	17,2

La actividad de distribución de electricidad representa el 38,8% del total consolidado, siendo el mayor foco inversor y aumenta un 13,5% respecto al mismo período del año anterior. La distribución de electricidad en Latinoamérica representa un 24,0% del total consolidado e incrementa un 22,9% básicamente por el incremento de inversión en Chile.

La distribución de gas representa el 34,2% del total consolidado y disminuye un 1,9% respecto al mismo período del año anterior. La distribución de gas en Latinoamérica representa un 21,0% del total consolidado e incrementa un 38,4% respecto al mismo período del año anterior con incrementos de inversión en todos los países tanto en mantenimiento como en crecimiento de red.

La actividad de electricidad representa un 19,4% del total consolidado. En España aumenta un 35,9% respecto al mismo período del año anterior básicamente por la inversión en nuevos proyectos eólicos en las Islas Canarias. En Electricidad Internacional aumenta un 143,2% principalmente por el desarrollo de proyectos fotovoltaicos en Brasil.

En el ámbito geográfico, las inversiones en el exterior aumentan en un 41,7% y representan un 60,4% del total, frente a un 49,9% en el año anterior.

Por su lado, las inversiones en España disminuyen un 7,3% bajando su contribución al 39,6% frente a un 50,1% en el año anterior.

Patrimonio neto y remuneración al accionista

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

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

El Consejo de Administración ha acordado el dividendo a cuenta del ejercicio 2017 de 0,330 euros por acción a pagar íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2017.

A 30 de junio de 2017 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los 18.246 millones de euros. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de 14.609 millones de euros.

Deuda y gestión financiera

Evolución de la deuda financiera neta (millones de euros)

	30.06.17	30.06.16	%
Deuda financiera neta	15.818	15.832	-0,08

A 30 de junio de 2017 la deuda financiera neta alcanza los 15.818 millones de euros y sitúa el ratio de endeudamiento en el 46,4% (15.832 millones de euros y 45,7% a 30 de junio de 2016).

Los ratios de Deuda neta/EBITDA y EBITDA/Coste deuda financiera neta se sitúan a 30 de junio de 2017 en 3,4x y en 6,8x, respectivamente, lo que supone mantener los fundamentales parecidos a los del año anterior.

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

	30.06.17	30.06.16
Deuda financiera no corriente	14.485	14.798
Deuda financiera corriente	2.857	3.884
Efectivo y otros medios equivalentes	(1.455)	(2.763)
Derivados	(69)	(87)
Deuda financiera neta	15.818	15.832

Vencimiento de la deuda neta (millones de euros)

	2017	2018	2019	2020	Post 2021
Vencimientos de la deuda neta	195	1.801	2.463	2.310	9.049

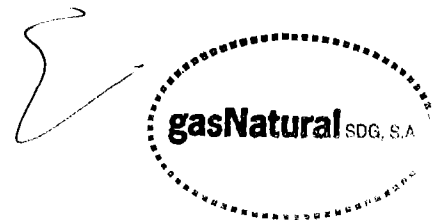
La tabla anterior muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta de Gas Natural Fenosa a 30 de junio de 2017.

En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 87,4% tiene vencimiento igual o posterior al año 2019. La vida media de la deuda neta se sitúa en 5,6 años.

El 8,5% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 91,5% restante a largo plazo.

El desglose por monedas de la deuda financiera neta a 30 de junio de 2017 y su peso relativo sobre el total es el siguiente:

(millones de euros)	30.06.2017	%
EUR	12.693	80,2
CLP	1.506	9,5
US\$	921	5,8
MXN	316	2,0
BRL	277	1,8
COP	97	0,6
Otras	8	0,1
Total deuda financiera neta	15.818	100,0



Principales operaciones financieras

Dentro del proceso continuo de optimización de la deuda financiera, el 11 de enero de 2017 Gas Natural Fenosa, a través de su programa Euro Medium Term Notes (EMTN), realizó una emisión de bonos en el euromercado por un importe de 1.000 millones de euros y vencimiento en enero de 2027, con un cupón anual del 1,375%.

Con el mismo objetivo, durante el período se han renegotiado operaciones bilaterales bancarias por importe de 3.624 millones de euros, de las cuales 684 millones de euros corresponden a préstamos y el resto a créditos.

En abril de 2017 Gas Natural Fenosa realizó una emisión de bonos bajo su programa 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 importe de 1.000 millones de euros con vencimientos en 2018, 2020 y 2021.

Con posterioridad al cierre semestral se han firmado, entre otras, dos operaciones a largo plazo con entidades de crédito institucionales: una a 20 años con 4 años de carencia de 450 millones de euros con el Banco Europeo de Inversiones y otra a 12 años con 2 años de carencia de 200 millones de euros con el Instituto de Crédito Oficial.

En Latinoamérica se han realizado operaciones por un importe equivalente de 657 millones de euros, destacando las captaciones de deuda en México por 196 millones de euros (MXN 4.000 millones) a 3 y 5 años y en Panamá por 105 millones de euros (USD 120 millones) a 5 años.

En cuanto a la gestión de tipos de interés y al objeto de complementar la deuda originada a tipo fijo, se han contratado coberturas a largo plazo de tipos para alcanzar un 80% de la deuda neta a fijo.

Calificación crediticia

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

Agencia	Corto plazo	Largo plazo
Fitch	F2	BBB+
Moody's	P-2	Baa2
Standard & Poor's	A-2	BBB

Liquidez y recursos de capital

A 30 de junio de 2017 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de 9.607 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	7.656	469	7.187
Líneas de crédito no comprometidas	506	43	463
Préstamos no dispuestos	502	-	502
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	-	-	1.455
Total	8.664	512	9.607

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 30 de junio de 2017 se sitúan en 6.207 millones de euros e incluyen el programa *Euro Medium Terms Notes* (EMTN) por importe de 3.895 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, el Programa de Bonos Ordinarios en Colombia y las líneas de bonos en Chile, que conjuntamente suponen 1.812 millones de euros.

2.5. Análisis de resultados por segmentos

Distribución de gas

2.5.1 Distribución gas España

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

Resultados

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	638	581	9,8
Aprovisionamientos	(50)	(9)	-
Gastos de personal, neto	(39)	(39)	-
Otros gastos/ingresos	(110)	(109)	0,9
Ebitda	439	424	3,5
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(148)	(144)	2,8
Dotación a provisiones	(4)	-	-
Resultado de explotación	287	280	2,5

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los 638 millones de euros, superior en 57 millones de euros respecto al mismo período del año anterior, aumento asociado básicamente a la actividad de GLP por la compra de puntos de suministro que se hizo efectiva el último trimestre del año 2016.

La mayor actividad en GLP se traslada en los aprovisionamientos por el mayor volumen de descargas para hacer frente a la mayor demanda.

Como consecuencia de todo ello junto con los impactos positivos en gastos operativos por la implantación de medidas de eficiencia, el EBITDA aumenta en un 3,5%.

Principales magnitudes

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

	2017	2016	%
Ventas – ATR (GWh)	98.913	94.396	4,8
Ventas de GLP (tn)	85.223	14.064	-
Red de distribución (Km)	53.042	51.694	2,6
Incremento de puntos de suministro, en miles	23	36	(36,1)
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	5.336	5.302	0,6

Las ventas de la actividad regulada de gas crecen un 4,8% (+4.517 GWh).

La demanda residencial está por debajo respecto al semestre del año anterior, un -6% (-1.499 GWh).



El crecimiento de la demanda se centra en el mercado industrial. En el sector de menor a 60 bares presenta un incremento del 8% (+3.715 GWh). La demanda de transporte y la industrial de más de 60 bares crece un 10% (+2.301 GWh).

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

La red de distribución se incrementa en 1.086 km en los últimos seis meses.

2.5.2 Distribución gas Italia

El negocio en Italia incluye la distribución regulada de gas.

Resultados

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	43	43	-
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	(6)	(6)	-
Otros gastos/ingresos	(8)	(8)	-
Ebitda	29	29	-
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(12)	(12)	-
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	17	17	-

El ebitda alcanza los 29 millones de euros en línea al mismo período del año anterior, dado que la retribución se mantiene en 2017 tras la actualización del WACC reconocido por el regulador italiano en 2016 como consecuencia de la reducción de la tasa libre de riesgo.

Principales magnitudes

	2017	2016	%
Ventas – ATR (GWh)	2.397	2.189	9,5
Red de distribución (Km)	7.291	7.210	1,1
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	460	458	0,4

La actividad de distribución de gas alcanza los 2.397 GWh, con un aumento del 9,5% respecto al año 2016 por una climatología favorable.

La red de distribución al 30 de junio de 2017 asciende a 7.291 km, con un aumento de 26 km en los últimos seis meses.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 460.340 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, lo que supone un ligero incremento respecto al año anterior.



2.5.3 Distribución gas Latinoamérica

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

Resultados

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	2.263	1.765	28,2
Aprovisionamientos	(1.606)	(1.185)	35,5
Gastos de personal, neto	(68)	(60)	13,3
Otros gastos/ingresos	(175)	(143)	22,4
Ebitda	414	377	9,8
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(88)	(79)	11,4
Dotación a provisiones	(13)	(13)	-
Resultado de explotación	313	285	9,8

El importe neto de la cifra de negocios asciende a 2.263 millones de euros y registra un aumento del 28,2%, afectado por la apreciación de las principales monedas latinoamericanas.

El ebitda alcanza los 414 millones de euros, lo que supone un aumento del 9,8% respecto al del mismo período del año anterior, afectado por el comportamiento de las divisas en Argentina (-6,7%), México (-4,4%), Colombia (9,2%), Brasil (16,6%) y Chile (7,1%). De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el ebitda aumentaría en un 3,4%.

La aportación de Brasil al ebitda total, representa un 31,4%. Descontando el efecto de tipo de cambio comentado, el ebitda se incrementaría en un 7,8%. Los despachos de generación y ATR a las centrales térmicas se sitúan en el acumulado del segundo trimestre del año en niveles superiores al mismo período del año anterior (+2,3%), y las ventas de gas del mercado doméstico comercial registran caídas del 3,1% en la misma comparación temporal. Como contrapartida, en el mercado industrial se sigue percibiendo en el segundo trimestre el cambio de tendencia respecto al año anterior, registrándose un incremento del 6,8%; asimismo, las ventas de gas natural vehicular (GNV) superaron en un 11,1% las registradas el año anterior debido a la mayor competitividad del gas respecto a combustibles líquidos.

El ebitda de México representa un 22,2% del conjunto del negocio. Excluyendo el efecto de tipo de cambio, el ebitda de México se incrementa un 15,4%, con un incremento en el margen de venta del 16,7%, registrándose crecimientos en todos los mercados.

El ebitda de Colombia asciende a 72 millones de euros, disminuyendo frente al año anterior (una vez excluido el efecto de tipo de cambio) en 22,9% como consecuencia del menor margen de comercialización registrado en el mercado secundario. Durante el primer semestre de 2016, este mercado mostró un comportamiento atípicamente positivo por los efectos del fenómeno de El Niño que provocaron una fuerte caída de la generación hidráulica.

El ebitda aportado por Chile alcanza 103 millones de euros (+12,1% sin efecto tipo de cambio), debido básicamente a un incremento en el volumen de venta en el segmento residencial-comercial, y representa el 24,9% del total registrado en Latinoamérica.

El ebitda de Argentina, asciende a 19 millones de euros, el línea con el resultado del mismo período del ejercicio anterior, tras la entrada en vigor el 1 de abril de 2017 de un nuevo cuadro tarifario para todos los mercados, y a pesar de que la aplicación de la nueva tarifa se realizará en tres etapas. Descontando el efecto de tipo de cambio, el ebitda se incrementaría un 10,1%. En el primer semestre del año se registra un mayor volumen de ventas en conjunto del 7,0%, concentrado especialmente en el mercado ATR, con un crecimiento del 6,5%.

Principales magnitudes

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

	2017	2016	%
Ventas actividad de gas (GWh):	137.720	130.949	5,2
Ventas de gas a tarifa	77.629	74.903	3,6
ATR	60.091	56.046	7,2
Red de distribución (Km)	83.689	81.866	2,2
Incremento de puntos de suministro, en miles	148	153	(3,3)
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	7.921	7.601	4,2

Las principales magnitudes físicas por países a 30 de junio de 2017 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh)	34.880	37.197	23.611	13.245	28.787	137.720
Incremento vs. 1S16 (%)	7,0	4,4	0,8	(5,5)	13,8	5,2
Red de distribución (km)	25.749	7.382	7.092	22.081	21.385	83.689
Incremento vs. 30/06/2016 (km)	175	73	195	431	949	1.823
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	1.642	1.058	593	2.912	1.716	7.921
Incremento vs. 30/06/2016, en miles	22	48	24	110	116	320

A 30 de junio de 2017 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 7.921 miles de clientes. Con un crecimiento interanual de 320 mil clientes, destacando los crecimientos en Colombia y México.

Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica, que consideran las ventas de gas y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR), ascienden a 137.720 GWh, superiores a las registradas en el mismo período de 2016 especialmente por mayores ventas en México.

La red de distribución de gas se incrementa en 1.823 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 83.689 km a 30 de junio de 2017, lo que representa un crecimiento del 2,2%. A este importante crecimiento ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 949 km y en Colombia con 431 km.

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

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

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

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

Con la culminación del proceso de RTI y la aplicación de las nuevas tarifas, la compañía logrará su normalización económica y financiera.

- En Brasil, las puestas en servicio acumuladas a junio de 2017 en el mercado doméstico-comercial se reducen un 2,1% respecto al año anterior, como consecuencia del gran número de altas del mercado de nueva edificación realizadas en 2016 con motivo de los Juegos Olímpicos. Las ventas se incrementaron un 4,4%, debido a las mayores ventas al mercado de gas natural vehiculado (GNV), que se incrementa un 11,1%, por la mayor competitividad respecto a los combustibles líquidos y el mayor número de conversiones de vehículos demandadas en este período; las ventas al mercado industrial crecen un 6,8% ante una situación macroeconómica en proceso de recuperación; y en el mercado de generación y ATR, un 2,3%, por mayor utilización de centrales térmicas. Como contrapartida, se registra una caída en los mercados residencial y comercial de un 3,1%, principalmente por el menor consumo de los grandes comercios.
- En Colombia, las ventas de gas y ATR disminuyen respecto al año anterior en un 5,5% motivado principalmente por los clientes industriales (-8,4%) por efecto del volumen atípico de ventas registrado en el mercado secundario durante los seis primeros meses de 2016. En el primer semestre de 2017 se registró un incremento neto de 50.057 clientes doméstico-comerciales, lo cual representa una disminución del 13,0% frente al año anterior, producida fundamentalmente en el segmento de nueva edificación por la desaceleración de las ventas de obra terminada debido a la contracción del mercado.

En cuanto a los negocios no regulados de Colombia el margen se reduce un 5,8% en relación al primer semestre de 2016. La reducción de margen en soluciones energéticas, debida a la evolución negativa en productos de movilidad, se compensa parcialmente por una mejora del margen del en el mercado residencial y pymes, fundamentalmente por el producto Servigas.

- En México, se mantiene la actividad del plan de aceleración del crecimiento, con unas mayores puestas en servicio del 8% y avances en todos los segmentos en la primera mitad del año. Las ventas de gas se incrementaron un 13,8%, principalmente en el mercado ATR, y un 7,9% el mercado industrial, asociado a mayores clientes y actividad; el consumo en el mercado doméstico-comercial se reduce, sin embargo, un 2,7%.

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

- En Chile, los puntos de suministro presentan un incremento de 24 mil conexiones, destacando el aumento del segmento residencial-comercial (4,1%) e industrial (0,6%) respecto al primer semestre de 2016. En relación a las ventas de gas y ATR, el mayor incremento se observa en el segmento residencial/comercial (6,9%), seguido del industrial (3,4%), mientras que las ventas del segmento ATR presentan un decrecimiento de 0,6%, en comparación del mismo período del ejercicio anterior.

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

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



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

- En relación con la actividad en Perú, se continúa avanzando en el desarrollo de los trabajos en función de la reprogramación del inicio de operación comercial previsto para el tercer trimestre del año, dependiendo de la finalización de la construcción del cargadero.

Mediante la concesión adjudicada en julio de 2013, Gas Natural Fenosa tiene previsto hacer llegar el suministro a una nueva área del suroeste del país que aún no está conectada a la red de gasoductos, previendo prestar el servicio a más de 80.000 hogares.

Distribución de electricidad

2.5.4 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 Gas Natural Fenosa.

Resultados

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	420	416	1,0
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	(50)	(45)	11,1
Otros gastos/ingresos	(68)	(68)	-
Ebitda	302	303	(0,3)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(113)	(110)	2,7
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	189	193	(2,1)

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

El importe neto de la cifra de negocio asciende a 420 millones de euros, con un crecimiento de 1,0% con respecto al mismo período de 2016, por aplicación de las Órdenes Ministeriales anteriormente citadas y considerando el devengo de las inversiones puestas en servicio.

El ebitda del primer semestre de 2017 alcanza los 302 millones de euros lo que supone una caída del 0,3% con respecto al mismo período de 2016 debido al incremento de los gastos de personal neto, que aumentan en un 11,1%, como consecuencia de la implantación de medidas de eficiencia en el negocio, con impacto positivo en períodos posteriores.

Principales magnitudes

	2017	2016	%
Ventas actividad de electricidad (GWh): ATR	15.977	15.934	0,3
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	3.712	3.692	0,5
TIEPI (minutos)	67	26	-

La energía suministrada del primer semestre del año 2017 se mantiene en línea con el año anterior, por el carácter cálido del año. La demanda nacional se situó en junio de 2017 en 123.313 GWh lo que supone un crecimiento del 1,2% según balance de Red Eléctrica de España (REE).

Los puntos de suministro evolucionan positivamente en 2017 y registran un incremento neto en los seis primeros meses de 2017 de 10.492 puntos.

El TIEPI resulta elevado frente al mismo período del año anterior debido a los temporales acaecidos en la zona de Galicia en febrero de 2017, donde se registraron vientos de hasta 178 km/h, y que llegaron a afectar en algunos momentos a cerca de 400.000 clientes. Este efecto se ha visto mitigado por el buen comportamiento del TIEPI durante el segundo trimestre del año. Galicia contribuye en un 89% al TIEPI total de Gas Natural Fenosa.

A 30 de junio de 2017 el 92% de los contadores instalados son contadores inteligentes y el 87% de la facturación es facturación remota. Se sigue la planificación establecida para tener, en 2018, el 100% de los contadores domésticos sustituidos y con facturación remota.

2.5.5 Distribución electricidad Moldavia

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

Resultados

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	110	119	(7,6)
Aprovisionamientos	(84)	(86)	(2,3)
Gastos de personal, neto	(4)	(3)	33,3
Otros gastos/ingresos	(6)	(5)	20,0
Ebitda	16	25	(36,0)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(3)	(3)	-
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	13	22	(40,9)

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

El decremento del ebitda en el primer semestre del 2017 se debe al ajuste a las inversiones realizadas en 2015 aplicado por el regulador en la tarifa aprobada en marzo de 2017 y a la reforma de la metodología tarifaria de distribución a partir del mes de mayo de 2017.

Principales magnitudes

	2017	2016	%
Ventas actividad de electricidad (GWh) - ventas a tarifa	1.356	1.316	3,0
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	883	873	1,1

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

- La energía suministrada presenta un incremento del 3,0% en el 2017 por aumento del consumo debido a un invierno con temperaturas más bajas en comparación con el mismo período del año anterior.
- Los puntos de suministro alcanzan los 883.415, lo que supone un crecimiento del 1,1% respecto al mismo período del 2016 debido principalmente al crecimiento del sector inmobiliario.

2.5.6 Distribución electricidad Latinoamérica

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

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

Resultados

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.714	2.305	(25,6)
Aprovisionamientos	(1.299)	(1.696)	(23,4)
Gastos de personal, neto	(73)	(100)	(27,0)
Otros gastos/ingresos	(114)	(169)	(32,5)
Ebitda	228	340	(32,9)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(63)	(76)	(17,1)
Dotación a provisiones	(14)	(85)	(83,5)
Resultado de explotación	151	179	(15,6)

El ebitda de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los 228 millones de euros. Sin considerar la aportación de Colombia al ebitda del primer semestre de 2016 el ebitda de la actividad aumentaría un 6,5% debido en gran parte a la apreciación del peso chileno.

Sin el efecto conversión y en términos homogéneos sin considerar Electricaribe el ebitda aumentaría un 0,9%.

El ebitda del año 2017 del negocio de Panamá alcanzó los 55 millones de euros, presentando una caída del 16,7% sin considerar el efecto del tipo de cambio. Esta variación es debida, principalmente, a la devolución a clientes de ingresos correspondientes a la tarifa del período 2002-2006, a un mayor impacto en pérdidas de energía, y otros efectos en el precio, destacando los mayores ingresos percibidos en el primer semestre de 2016 por el reconocimiento, por parte del regulador, de costes de generación extraordinarios correspondientes al año 2015.



El ebitda de Chile y Argentina (CGE) alcanzó los 173 millones de euros, registrando un incremento de 13 millones de euros sin considerar efectos asociados al tipo de cambio.

Principales magnitudes

	2017	2016	%
Ventas actividad de electricidad (GWh):	10.951	17.435	(37,2)
Tarifa	10.130	16.325	(37,9)
ATR	821	1.110	(26,0)
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	3.676	6.181	(40,5)

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 10.951 GWh, con una disminución del 37,2%, básicamente por la mencionada desconsolidación de Electricaribe (Colombia). Sin dicho efecto las ventas de la actividad aumentan un 1,2%.

El volumen de ventas en Panamá, presenta un ligero aumento frente al año anterior (+0,4%). Durante el primer semestre de 2017 se han registrado unos niveles de temperatura superiores a la media histórica, lo cual atenuó el crecimiento del consumo.

Las principales magnitudes físicas por países a 30 de junio de 2017 son las siguientes:

	Argentina	Chile	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad (GWh)	977	7.446	2.528	10.951
Incremento vs. 1S16 (%)	(2,0)	2,0	0,4	(37,2)
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	224	2.824	628	3.676
Incremento vs. 30/06/2016, en miles	6	78	25	(2.505)

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

Transmisión de electricidad en Chile

	2017	2016	%
Energía transportada (GWh)	7.396	7.531	(1,8)
Red de transporte (Km)	3.528	3.528	-

La energía transportada en Chile registra una disminución de 1,8% respecto al mismo período del año anterior, principalmente por una menor 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 2016.

Gas

2.5.7 Infraestructuras

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

Resultados

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	164	159	3,1
Aprovisionamientos	-	(1)	-
Gastos de personal, neto	(3)	(2)	50,0
Otros gastos/ingresos	(8)	(10)	(20,0)
Ebitda	153	146	4,8
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(25)	(24)	4,2
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	128	122	4,9

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el primer semestre de 2017 alcanza los 164 millones de euros, con un aumento del 3,1% respecto al mismo período del año anterior.

El ebitda se eleva hasta los 153 millones de euros, un 4,8% mayor que en el mismo período del año anterior debido principalmente al incremento de la tarifa de transporte internacional del gasoducto Magreb-Europa y al efecto positivo del tipo de cambio del USD.

Principales magnitudes

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

	2017	2016	%
Transporte de gas-EMPL (GWh):	49.433	52.299	(5,5)
Portugal-Marruecos	20.441	19.988	2,3
España (Gas Natural Fenosa)	28.992	32.311	(10,3)

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 49.433 GWh, un 5,5% inferior al mismo período del año anterior. Del volumen anterior, 28.992 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 20.441 GWh para Portugal y Marruecos.

Gas Natural Fenosa posee una participación del 14,9% en Medgaz, sociedad que ostenta la propiedad y opera el gasoducto submarino Argelia-Europa, que conecta Beni Saf con la costa de Almería, con una capacidad de 8 bcm/año. La capacidad correspondiente está asociada a un nuevo contrato de suministro de 0,8 bcm/año. Las cantidades transportadas por el gasoducto de Medgaz para Gas Natural Fenosa en el primer semestre de 2017 ascienden a 3.790 GWh.

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



Guadalquivir. Existen otros cuatro proyectos que se encuentran en distintas fases de tramitación.

2.5.8 Comercialización

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

Resultados

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	5.349	4.368	22,5
Aprovisionamientos	(4.903)	(3.936)	24,6
Gastos de personal, neto	(41)	(37)	10,8
Otros gastos/ingresos	(133)	(118)	12,7
Ebitda	272	277	(1,8)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(38)	(28)	35,7
Dotación a provisiones	(20)	(23)	(13,0)
Resultado de explotación	214	226	(5,3)

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los 5.349 millones de euros y aumenta un 22,5% respecto al mismo período del año anterior. El ebitda registra unos resultados de 272 millones de euros en línea al del mismo período del año anterior.

Entorno de mercado

La demanda de gas del mercado español alcanza los 168.233 GWh en el primer semestre de 2017 (157.936 GWh en el mismo periodo de 2016) de los cuales 30.004 GWh corresponden al mercado residencial (31.317 GWh en 2016), 111.124 GWh al mercado industrial y aprovisionamiento a terceros (103.989 GWh en 2016) y 27.105 GWh al mercado eléctrico (22.630 GWh en 2016).

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

	2017	2016	%
Brent (USD/bbl)	51,8	39,7	30,5
Henry Hub (USD/MMBtu)	3,2	2,0	60,0
NBP (USD/MMBtu)	5,4	4,5	20,0
TTF (€/MWh)	17,4	13,2	31,8

Principales magnitudes

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

	2017	2016	%
Suministro de gas (GWh):	178.821	160.959	11,1
España:	90.594	89.686	1,0
Comercialización Gas Natural Fenosa	71.496	71.164	0,5
Residencial	15.793	16.850	(6,3)
Industrial	47.457	47.980	(1,1)
Electricidad	8.246	6.334	30,2
Aprovisionamiento a terceros	19.098	18.522	3,1
Internacional:	88.227	71.273	23,8
Europa mayorista	37.275	35.324	5,5
Europa minorista	2.086	1.885	10,7
Resto exterior	48.866	34.064	43,5
Contratos servicios energéticos, en miles (a 30/06)	2.884	2.816	2,4
Cuota de mercado comercialización España	42,5%	45,1%	(5,8)

Comercialización de gas

La comercialización mayorista de Gas Natural Fenosa alcanza los 160.943 GWh y aumenta un 13,2%, fundamentalmente por el aporte del negocio internacional (+24,1%).

La comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español a clientes finales alcanza los 74.802 GWh, un 2,7% superior al año anterior.

Por otro lado, la comercialización de gas en el negocio internacional alcanza los 86.141 GWh en el primer semestre de 2017 con un incremento del 24,1% con respecto al mismo período de 2016, destacando el impulso de la comercialización de GNL internacional.

En relación al mercado organizado de gas a través de la sociedad MIBGAS, continúa el proceso de consolidación de productos DA (*Day-Ahead*: entrega física al día siguiente) y WD (*Within Day*: intradiario) con un incremento de la liquidez impulsada por las acciones propuestas por el Gestor Técnico del Sistema (GTS) para proporcionar equilibrio en el balance de gas, siendo Gas Natural Comercializadora una de las pocas empresas con participación activa en dicho mercado. Destacar adicionalmente en el mes de enero 2017 el inicio en operación de la figura "market maker voluntario" que dota al mercado de mayor liquidez y profundidad.

En el primer trimestre de 2017, Gas Natural Fenosa participó en la contratación de capacidad de almacenamiento subterráneo para el período de abril 2017 a marzo de 2018. Gas Natural Fenosa se adjudicó 10,3 TWh de capacidad, que supone una cuota del 46,2% de la capacidad total contratada en asignación directa.

Gas Natural Europe mantiene una posición consolidada como comercializador de gas natural en Europa, con presencia en Francia, Bélgica, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Portugal, Países Bajos y Alemania. Adicionalmente, es un operador activo en los mercados líquidos de estos países lo que permite optimizar la posición de Gas Natural Fenosa y la captura de oportunidades en los mercados europeos.

Las ventas realizadas en Francia en 2017 alcanzan los 19,5 TWh con clientes de diversos ámbitos como empresas del sector industrial, autoridades locales y sector público. Las ventas en Bélgica, Luxemburgo, Países Bajos y Alemania han sido de 9,0 TWh en el mismo período.



Gas Natural Fenosa también está presente en el mercado mayorista de Italia e Irlanda donde ha vendido un volumen de 4,8 TWh y 0,8 TWh respectivamente durante el primer semestre de 2017.

En Portugal, Gas Natural Fenosa continúa como segundo operador del país con una cuota superior al 15%, manteniendo su posición como primer operador extranjero del país con un volumen de ventas en el primer semestre de 2017 de 3,1 TWh. En el mercado industrial, donde centra principalmente sus actividades, la cuota es superior al 17%.

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

En el mercado minorista Gas Natural Fenosa orienta sus esfuerzos en atender las necesidades energéticas de los clientes. Mediante productos y servicios de calidad se ha alcanzado la cifra de 12,3 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios de mantenimiento, de los que 579 miles son en Italia.

En el mercado minorista en Italia, Gas Natural Fenosa tiene una cartera de 434.753 contratos de comercialización de gas y 52.272 contratos de comercialización de electricidad, siendo 27 mil de ellos clientes duales. Así mismo, 91.856 clientes tienen contratados servicios de mantenimiento.

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

Con la firme voluntad de seguir creciendo en el mercado minorista se han comercializado productos y servicios en todo el ámbito geográfico nacional y se ha llegado a alcanzar una activación en el mercado de 849 mil nuevos contratos en 2017.

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

En el mercado de la pequeña y mediana empresa, altamente competitivo, Gas Natural Fenosa se adapta a las necesidades de los clientes creciendo en ofertas personalizadas en precio en este último trimestre alcanzando ya una energía asociada de 1,5 TWh/año. Además flexibiliza, desarrolla y actualiza su portafolio de productos con el objetivo de acercarse al perfil de sus clientes con productos negocio indexados al pool, productos negocio a precio fijo o productos ECO.

Gas Natural Fenosa en el segmento pyme se diferencia de la competencia ofreciendo su Servicio de Ahorro Energético que permite a los clientes optimizar su potencia y lograr ahorros. Se han enviado Asesoramiento a más de 114.000 clientes pymes en este ejercicio 2017. Además la cartera de servicios de mantenimiento de gas y electricidad para pymes sigue creciendo y ha alcanzado los 28.000 contratos

La amplia y diversificada oferta de servicios para cliente residencial y pyme ha hecho crecer la cartera hasta los 2,8 millones de contratos activos, que mediante una plataforma propia de operaciones con 112 empresas asociadas y conectadas mediante un sistema de movilidad *online*, permite dar un servicio excelente y obtener la satisfacción de nuestros clientes más exigentes. Gracias a este desempeño la cartera de contratos de energía y servicios en el segmento minorista ha aumentado de valor.

Gas Natural Fenosa continúa apostando por la innovación para cumplir las expectativas de los clientes e incluso anticipándonos a ellas con la máxima eficacia, incorporando nuevas

funcionalidades en todos los canales digitales, como la contratación y la atención online, donde se alcanzan los 6 millones de consultas anuales.

Gas Natural Fenosa continua apostando por el desarrollo de una red de estaciones de carga de gas natural vehicular abiertas a cualquier usuario, al cierre del segundo trimestre del ejercicio 2017 dispone de un total de 49 estaciones de carga, tanto gas natural comprimido como licuado. Un total de 28 estaciones son de acceso público, mientras que 21 son de acceso privado.

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

Unión Fenosa Gas

El gas suministrado en España por Unión Fenosa Gas (integrada por el método de la participación, magnitudes al 100%) en el primer semestre de 2017 ha alcanzado un volumen de 21.885 GWh frente a 17.083 GWh registrados el primer semestre del año anterior. Adicionalmente, en el primer semestre de 2017, se ha gestionado un volumen de gas de 12.537 GWh a través de operaciones de venta en distintos mercados internacionales, frente a 10.792 GWh en 2016.

Electricidad

2.5.9 Electricidad España

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

Resultados

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	2.486	2.573	(3,4)
Aprovisionamientos	(1.915)	(1.834)	4,4
Gastos de personal, neto	(68)	(68)	-
Otros gastos/ingresos	(313)	(295)	6,1
Ebitda	190	376	(49,5)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(224)	(263)	(14,8)
Dotación a provisiones	(11)	(20)	(45,0)
Resultado de explotación	(45)	93	(148,4)

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en España alcanza los 2.486 millones de euros, con una disminución del 3,4% respecto al año anterior y el ebitda se eleva a 190 millones de euros un 49,5% inferior al del mismo período del año anterior.

La evolución del ebitda se ha visto condicionada por factores climatológicos, con una contracción de la producción hidráulica de Gas Natural Fenosa del 77,3%, pasándose en términos de características hidrológicas de un año 2016 muy húmedo a un año 2017 muy seco. También se ha visto afectada por el incremento de tributos por los altos precios del mercado.

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a 224 millones de euros con una disminución de 39 millones de euros (-14,8%) respecto al mismo período del ejercicio anterior básicamente por la extensión de la vida útil de las centrales de ciclo combinado de 25 a 35 años desde 1 de enero de 2017 como consecuencia de los estudios técnicos concluidos en el primer trimestre en línea con la práctica seguida por los principales operadores del sector.

Entorno de mercado

En el conjunto nacional, la demanda eléctrica peninsular ha superado en 1,1% a la del primer semestre de 2016, (un 1,6% sin tener en cuenta el efecto bisiesto).

El saldo físico de intercambios internacionales alcanza los 5.073 GWh frente a los 3.723 GWh del mismo período del año anterior.

El consumo de bombeo alcanzó los 2.069 GWh, un 40,4% menos que en 2016, consecuencia de los altos precios del mercado respecto al primer semestre del pasado año.

La generación neta nacional, presenta una disminución del 1,2% en el primer semestre del año.

La generación renovable disminuye el 25,8% y cubre el 36,4% de la demanda en el primer semestre del año, frente al 49,6% del pasado año.

Referente a la generación eólica, en el primer semestre del año se han producido 25.184 GWh eólicos, -12,0% respecto al mismo período de 2016, con una cobertura del 20,1%, tres puntos menos que en el mismo período de 2016.

La generación no renovable ha presentado un aumento en el primer semestre del 22,8%.

El hueco térmico ha aumentado en este primer semestre un 67,7% superior en 10,2 puntos respecto del mismo período del año anterior (25,7% vs 15,5%).

La generación nuclear aumenta en el primer semestre un 3,3%.

La generación con carbón han aumentado un 98,8%. En lo que va de año, la utilización de las antiguas unidades de garantía de suministro ha sido del 39% frente al 55% de utilización del resto del carbón.

En el primer semestre de 2017 los ciclos combinados aumentan su producción un 33,3%. En términos de cobertura de la demanda, la cifra del semestre ha sido del 9,7%, dos puntos y medio más que el acumulado del pasado año a estas fechas.

El resto de térmica no renovable, cogeneración y residuos, ha aumentado un 11,3% al cierre del primer semestre respecto al pasado año.

El precio medio ponderado del mercado diario en el primer semestre se ha situado en 52,9 €/MWh, un 71,8% superior al del precio acumulado al 30 de junio de 2016.

La evolución de los principales índices de precios en los mercados eléctricos y relacionados (adicionales a los índices mencionados en el apartado 2.5.8.) ha sido la siguiente:

	2017	2016	%
Precio medio aritmético del mercado diario (€/MWh)	51,3	30,1	70,4
Carbón API 2 CIF (USD/t)	78,9	47,0	67,9
CO ₂ EUA (€/ton)	5,0	5,7	(12,3)

Principales magnitudes

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

	2017	2016	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.716	12.714	-
Generación:	11.569	11.569	-
Hidráulica	1.954	1.954	-
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.010	2.010	-
Ciclos combinados	7.001	7.001	-
Generación renovable y cogeneración:	1.147	1.145	0,2
Eólica	979	977	0,2
Minihidráulica	110	110	-
Cogeneración y otros	58	58	-
Energía eléctrica producida (GWh):	13.161	12.767	3,1
Generación:	11.895	11.270	5,5
Hidráulica	737	3.244	(77,3)
Nuclear	2.185	2.104	3,8
Carbón	2.832	936	202,6
Ciclos combinados	6.141	4.986	23,2
Generación renovable y cogeneración:	1.266	1.497	(15,4)
Eólica	987	1.135	(13,0)
Minihidráulica	240	334	(28,1)
Cogeneración y otros	39	28	39,3
Factor de disponibilidad Generación (%)	92,1	84,3	7,8 p.p.
Ventas de electricidad (GWh):	17.284	18.107	(4,5)
Mercado liberalizado	14.674	15.454	(5,0)
PVPC/Regulado	2.610	2.653	(1,6)
Cuota de mercado de generación	16,5	15,7	0,8 p.p.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 13.161 GWh y aumentó un 3,1%, cifra que se eleva al 5,5% si sólo consideramos la generación tradicional.

La producción hidráulica convencional, con 737 GWh en el primer semestre, es un 77,3% inferior a la de la misma fecha de 2016.

Se podría considerar el año como extremadamente seco, con una PSS del 99%, es decir, estadísticamente hablando, 99 años de cada 100 años serían más húmedos que este.

El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 34% de llenado, veintiún puntos por debajo del nivel de reservas de la misma fecha de 2016.

La producción nuclear ha presentado un aumento del 3,8%.

La producción con carbón se triplica, en concreto el 202,6%, con una utilización del 33% en el conjunto del equipo.

La generación de electricidad con ciclos combinados en el primer semestre del año aumenta en un 23,2%. La utilización de esta tecnología en lo que va de año ha sido del 20%, casi el doble que la del conjunto del sector.

En el primer semestre de 2017 las emisiones⁵ de CO₂ consolidadas de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado de Gas Natural Fenosa, afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero, han sido de 5 millones de toneladas de CO₂. Este aumento significativo ha sido debido principalmente a un mayor funcionamiento de las centrales térmicas de carbón.

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

Finalmente respecto de la generación tradicional la cuota de mercado acumulada a 30 de junio de 2017 de Gas Natural Fenosa es del 16,5%, superior en 0,8 puntos a la de la misma fecha de 2016.

Respecto de la generación renovable y la cogeneración destacar en 2017 que Gas Natural Fenosa Renovables (GNF Renovables) ha iniciado la construcción de 7 de los 13 parques eólicos que inscribió dentro del cupo máximo de 450 MW abierto por Ministerio de Industria, Energía y Turismo para las Islas Canarias. La potencia de estos 7 parques en construcción asciende a 27 MW. Este cupo contará con un régimen retributivo especial para lo cual es necesaria su puesta en funcionamiento antes del 31 de diciembre de 2018. En paralelo se sigue trabajando en el proceso de obtención de las autorizaciones necesarias para poder iniciar la construcción de los 6 proyectos restantes en el segundo semestre de 2017.

Otro hecho especialmente relevante es que Gas Natural Fenosa Renovables ha resultado adjudicataria de un total de 667 MW de potencia eólica en la subasta celebrada por el Gobierno de España el pasado 17 de mayo, en la que han participado los principales grupos energéticos nacionales y numerosos desarrolladores. El resultado de la subasta, en la que Gas Natural Fenosa Renovables ha logrado el 22% de la potencia subastada, pone en valor la cartera de proyectos del grupo, en la que lleva trabajando durante los últimos años y que le ha permitido configurar una cartera de proyectos realmente competitiva y optimizada. El desarrollo y construcción de estos proyectos supondrá una inversión de como máximo 700 millones de euros y el plazo para puesta en operación de los mismos finaliza en diciembre 2019.

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

En el mes de junio 2017 se ha publicado la Orden ministerial de parámetros retributivos para la tecnología de cogeneración asociada al tratamiento de purines. El primer impacto de esta publicación deriva en la recuperación de parte de la retribución que fue devuelta a la CNMC en los años 2014 a 2016 por un importe de 8 millones de euros.

Asimismo, esta publicación permite determinar la posible re-activación parcial o total de esta potencia actualmente inoperativa de la tecnología de cogeneración.

⁵ Gases de efecto invernadero.

2.5.10 Electricidad Internacional

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

Resultados

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	466	353	32,0
Aprovisionamientos	(259)	(166)	56,0
Gastos de personal, neto	(20)	(22)	(9,1)
Otros gastos/ingresos	(39)	(41)	(4,9)
Ebitda	148	124	19,4
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(64)	(65)	(1,5)
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	84	59	42,4

El ebitda de Electricidad Internacional correspondiente al primer semestre de 2017 alcanza los 148 millones de euros, con un aumento del 19,4% frente al año anterior debido, fundamentalmente, a una mayor contribución del ebitda en México.

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a 64 millones de euros con una disminución del 1,5% respecto al mismo periodo del ejercicio anterior básicamente por la extensión de la vida útil de las centrales de ciclo combinado de 25 a 35 años desde 1 de enero de 2017 como consecuencia de los estudios técnicos concluidos en el primer trimestre en línea con la práctica seguida por los principales operadores del sector, compensado por el efecto del tipo de cambio.

En México, el ebitda aumenta un 27,7% debido a un mayor margen de contribución derivado, fundamentalmente, de un mayor margen excedente, mejor disponibilidad, mejor rendimiento y un comportamiento favorable de los índices de referencia de los contratos. Así mismo, Bii Hioxo mejora sus resultados como consecuencia de una mayor eficiencia en la gestión del mix comercial.

En cuanto al resto de países, el ebitda de República Dominicana presenta una variación negativa del 26,8% por el efecto en margen de una menor producción y menores precios en el mercado spot tras la finalización del PPA⁶ con las compañías distribuidoras.

El ebitda de Panamá aumenta un 15,9% debido a la mayor hidráulicidad en las zonas donde están ubicadas las centrales.

En Kenia el ebitda aumenta un 20,4% respecto al año anterior por la mayor producción como consecuencia de un mayor despacho de las plantas.

⁶ PPA: Power Purchase Agreement.



Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2017	2016	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	2.702	2.702	-
México (CC)	2.035	2.035	-
México (eólico)	234	234	-
Costa Rica (hidráulica)	101	101	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Kenia (fuel)	112	112	-
Energía eléctrica producida (GWh):	9.065	8.657	4,7
México (CC)	7.925	7.509	5,5
México (eólico)	306	387	(20,9)
Costa Rica (hidráulica)	196	170	15,3
Panamá (hidráulica)	38	33	15,2
República Dominicana (fuel)	466	485	(3,9)
Kenia (fuel)	134	73	83,6
Factor de disponibilidad (%)			
México (CC)	95,6	89,2	6,4 p.p.
Costa Rica (hidráulica)	96,8	94,1	2,7 p.p.
Panamá (hidráulica)	90,1	92,7	-2,6 p.p.
República Dominicana (fuel)	92,1	89,5	2,6 p.p.
Kenia (fuel)	97,8	95,1	2,7 p.p.

La producción de México es superior a la registrada en el mismo período del año anterior como consecuencia del diferente calendario de paradas así como por la mayor venta excedente, principalmente en Norte Durango y Tuxpan que inició la venta de excedentes a partir del mes de febrero de 2017. Estos efectos se compensan por la menor producción de energía eólica aportada por Bii Hioxo por menores vientos. Los mantenimientos realizados en los diferentes años, inciden en un valor de disponibilidad superior al obtenido en el año anterior.

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

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

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

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

La aportación al consolidado de la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico (contabilizada por el método de la participación) asciende a 29 millones de euros y aumenta respecto al mismo período del año anterior (21 millones de euros) como consecuencia del

mayor ingreso de capacidad. La producción del primer semestre de 2017 alcanza los 1.636 GWh (al 100%) en línea con la del mismo período del año anterior (1.646 GWh).

3. Principales riesgos e incertidumbres

3.1. Riesgos operativos

3.1.1. Riesgo regulatorio

Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa realiza dicha actividad.

La normativa legal aplicable a los sectores de gas natural y de electricidad en los países en los que opera Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa.

En caso de que los organismos públicos o privados que pudiera corresponder interpretaran o aplicaran de manera distinta al criterio de Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa.

La gestión del riesgo regulatorio se basa en la comunicación fluida que Gas Natural Fenosa mantiene con los organismos reguladores. Adicionalmente, en el desempeño de las actividades reguladas, Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa. 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, Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa.

En el ámbito eléctrico, el resultado de Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa, el volumen generado puede verse minorado por el creciente peso relativo de la generación con energías renovables.

La contracción de volúmenes generados implicaría una mayor incertidumbre respecto al cumplimiento del posicionamiento generación/comercialización objetivo.

Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa 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.

Gas Natural Fenosa 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

Gas Natural Fenosa 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.

Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa están sometidas al cumplimiento de una normativa extensa en materia de protección medioambiental.

Gas Natural Fenosa 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, Gas Natural Fenosa 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 la producción de electricidad y de su uso como calefacción, mientras que 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 Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa, en caso de alterar la competitividad del mix de generación de la compañía.

Gas Natural Fenosa 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

Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa 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

Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa como en la obstrucción de las operaciones de dichas u otras empresas que impliquen una interrupción del suministro de gas del grupo.

Gas Natural Fenosa 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 2016.

3.3. Principales oportunidades

- Mix de generación: El parque de generación de Gas Natural Fenosa, dominado por centrales de ciclo combinado cuenta con la flexibilidad necesaria para adaptarse a distintas situaciones de mercado, 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.
- 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 Gas Natural Fenosa en mercados en crecimiento.
- Evolución de los mercados de CO₂: Los distintos mecanismos propuestos por la Comisión Europea orientados a incrementar el coste de los derechos de emisión tienen como objeto desincentivar el uso de tecnologías más contaminantes para contrarrestar así el efecto del cambio climático. En esta situación, el parque de Gas Natural Fenosa sería más competitivo frente al carbón, pudiendo aflorar adicionalmente oportunidades en el mercado de emisiones.
- 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 del Grupo de manera flexible y diversificada, optimizando para los distintos escenarios energéticos. Concretamente, la flota de buques metaneros convierte a Gas Natural Fenosa en uno de los mayores operadores de GNL en el mundo y referente en la cuenca Atlántica y Mediterránea.
- 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 2017 se describen en la Nota 19 de los Estados Financieros intermedios resumidos consolidados.

Glosario de términos



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

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 Gas Natural Fenosa, 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 Gas Natural Fenosa. Para aquellos términos cuya trazabilidad no es directa se presenta la conciliación a continuación del Glosario.

Medidas alternativas de rendimiento	Definición y términos
Ebitda	"Resultado de explotación" ⁽²⁾ + "Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado" ⁽²⁾ + "Dotación a provisiones" ⁽⁴⁾ (Nota 13) – "Otros resultados" ⁽²⁾
Cash flow operativo (CFO)	"Flujos de efectivo de las actividades de explotación" ⁽³⁾ antes de "Cambios en el capital corriente" ⁽³⁾
Inversiones netas	"Inversión inmovilizado intangible" ⁽⁴⁾ (Nota 5) + "Inversión inmovilizado material" ⁽⁴⁾ (Nota 5) + Inversiones financieras – Cobros por desinversiones de inmovilizado material e intangible – Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión ⁽⁶⁾
Deuda financiera bruta	"Pasivos financieros no corrientes" ⁽¹⁾ + "Pasivos financieros corrientes" ⁽¹⁾
Deuda financiera neta	Deuda financiera bruta ⁽⁵⁾ – "Efectivo y otros activos líquidos equivalentes" ⁽¹⁾ – "Activos financieros derivados" ⁽⁴⁾ (Nota 6)
Endeudamiento (%)	Deuda financiera neta ⁽⁵⁾ / (Deuda financiera neta ⁽⁵⁾ + "Patrimonio neto" ⁽¹⁾)
Coste deuda financiera neta	"Coste de la deuda financiera" ⁽⁴⁾ (Nota 14) – "Intereses" ⁽⁴⁾ (Nota 14)
Ebitda / Coste deuda financiera neta	Ebitda ⁽⁵⁾ / Coste deuda financiera neta ⁽⁵⁾
Deuda financiera neta / Ebitda anualizado	Deuda financiera neta ⁽⁵⁾ / Ebitda anualizado ⁽⁶⁾
ROA (Retorno de los activos) (%)	Resultado neto atribuible anualizado ⁽⁶⁾ / "Total Activo" ⁽¹⁾
Capitalización bursátil	Número de acciones emitidas al cierre del período ⁽⁶⁾ * Cotización al cierre del período ⁽⁶⁾
Beneficio por acción	"Resultado atribuible del período" ⁽²⁾ / Número de acciones medio del período ⁽⁶⁾
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante por acción	"Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante" ⁽¹⁾ / Número de acciones emitidas al cierre del período ⁽⁶⁾

Relación cotización-beneficio (PER)	Cotización al cierre del período ⁽⁶⁾ / Beneficio por acción de los últimos cuatro trimestres ⁽⁶⁾
Valor empresa (EV)	Capitalización bursátil ⁽⁵⁾ + Deuda financiera neta ⁽⁵⁾
EV / Ebitda anualizado	Valor empresa ⁽⁵⁾ / Ebitda anualizado ⁽⁶⁾
Gasto de personal, neto	Gastos de personal – “Trabajos realizados para el inmovilizado” (Nota 12) ⁽⁴⁾
Otros gastos/ingresos	“Otros ingresos de explotación” ⁽²⁾ , “Otros gastos de explotación” ⁽²⁾ e “Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras” ⁽²⁾

- (1) Epígrafe del Balance de situación consolidado intermedio
- (2) Epígrafe de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada intermedia
- (3) Epígrafe del Estado de flujos de efectivo consolidado intermedio
- (4) Magnitud detallada en las Notas explicativas a los estados financieros intermedios resumidos consolidados
- (5) Magnitud detallada en las MAR
- (6) Magnitud descrita en el siguiente punto de este apartado

A continuación se presenta el cálculo de aquellos términos de MAR utilizados cuya trazabilidad no es directa:

	EBITDA
Tercer trimestre 2016	1.183
Cuarto trimestre 2016	1.330
Primer trimestre 2017	1.104
Segundo trimestre 2017	1.072
Ebitda anualizado	4.689

	Resultado neto atribuible
Tercer trimestre 2016	285
Cuarto trimestre 2016	417
Primer trimestre 2017	298
Segundo trimestre 2017	252
Resultado neto atribuible anualizado	1.252

	Resultado neto	Nº acciones medio (en miles)	Beneficio por acción
Tercer trimestre 2016	285	1.000.689	0,28
Cuarto trimestre 2016	417	1.000.468	0,42
Primer trimestre 2017	298	1.000.689	0,30
Segundo trimestre 2017	252	1.000.519	0,25
Beneficio por acción de los últimos cuatro trimestres (euros)			1,25
Cotización al cierre del período (euros)			20,49
PER (número de veces)			16,4

El número de acciones emitidas al cierre del periodo se incluye en la página 3 del Informe de gestión consolidado.

Las inversiones financieras, los cobros por desinversiones de inmovilizado material e intangible y los Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión se incluyen en la página 8 del Informe de gestión consolidado.

VII. INFORME DEL AUDITOR

Contiene



Información adicional
en fichero adjunto

**GAS NATURAL SDG, S.A. y sus
sociedades dependientes**

Informe de revisión limitada de estados
financieros intermedios resumidos consolidados
al 30 de junio de 2017



INFORME DE REVISIÓN LIMITADA DE ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS CONSOLIDADOS

A los accionistas de Gas Natural SDG, S.A.:

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 Gas Natural SDG, 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 2017, la cuenta de pérdidas y ganancias, el estado de 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 2017 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 sobre la Nota 3 adjunta, 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 del Grupo correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016. Esta cuestión no modifica nuestra conclusión.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L., Avinguda Diagonal, 640, 08017 Barcelona, España
Tel.: +34 932 532 700 / +34 902 021 111, Fax: +34 934 059 032, www.pwc.es

1



Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

El informe de gestión intermedio consolidado adjunto del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 contiene las explicaciones que los administradores de la Sociedad dominante consideran oportunas sobre los hechos importantes acaecidos en este periodo 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 periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017. Nuestro trabajo se limita a la verificación del informe de gestión intermedio consolidado 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 Gas Natural SDG, S.A. y sociedades dependientes.

Otras cuestiones

Este informe ha sido preparado a petición del Consejo de Administración de la Sociedad dominante en relación con la publicación del informe financiero semestral requerido por el artículo 35 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores desarrollado por el Real Decreto 1362/2007 de 19 de octubre.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L.



Juan Manuel Anguita Amate

26 de julio de 2017

Col·legi
de Censors Jurats
de Comptes
de Catalunya

PricewaterhouseCoopers
Auditores, S.L.

Any 2017 Núm. 20/17/03767
IMPORT COL·LEGIAL: 30,00 EUR

.....
Informe sobre treballs diferents
a l'auditoria de comptes
.....

**GAS NATURAL SDG, S.A. AND
ITS SUBSIDIARIES**

Report on limited review of condensed
interim Consolidated Financial Statements
at June 30, 2017



This version of our report is a free translation of the original, which was prepared in Spanish. All possible care has been taken to ensure that the translation is an accurate representation of the original. However, in all matters of interpretation of information, views or opinions, the original language version of our report takes precedence over this translation.

REPORT ON LIMITED REVIEW OF CONDENSED INTERIM CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

To the shareholders of Gas Natural SDG, S.A., at the request of the Board of Directors:

Report on the Condensed Interim Consolidated Financial Statements

Introduction

We have performed a limited review of the accompanying condensed interim consolidated financial statements (hereinafter, the interim financial statements) of Gas Natural SDG, S.A. (hereinafter, “the parent company”) and its subsidiaries (hereinafter, “the group”), which comprise the balance sheet as at June 30, 2017, the income statement, the statement of other comprehensive income, the statement of changes in equity, the cash flow statement and related notes, all condensed and consolidated, for the six months period then ended. The parent company’s directors are responsible for the preparation of these interim financial statements in accordance with the requirements of International Accounting Standard (IAS) 34, “Interim Financial Reporting”, as adopted by the European Union, for the preparation of condensed interim financial information, as provided in 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 Review

We conducted our limited review in accordance with International Standard on Review Engagements 2410, “Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity”. A limited review of interim financial statements consists of making inquiries, primarily of persons responsible for financial and accounting matters, and applying analytical and other review procedures. A limited review is substantially less in scope than an audit conducted in accordance with legislation governing the audit practice 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 these interim financial statements.

Conclusion

Based on our limited review, that cannot be considered as an audit, nothing has come to our attention that causes us to believe that the accompanying interim financial statements for the six months period ended June 30, 2017 have not been prepared, in all material respects, in accordance with the requirements of International Accounting Standard (IAS) 34, “Interim Financial Reporting”, as adopted by the European Union, for the preparation of condensed interim financial statements, as provided in Article 12 of Royal Decree 1362/2007.

Emphasis of Matter

We draw attention to Note 3, in which it is mentioned that these interim financial statements do not include all the information required of complete 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 together with the consolidated annual accounts of the group for the year ended December 31, 2016. This matter does not modify our conclusion.

Report on Other Legal and Regulatory Requirements

The accompanying interim consolidated directors' Report for the six months period ended June 30, 2017 contains the explanations which the parent company's directors consider appropriate regarding the principal events of this period and their impact on the interim financial statements presented, of which it does not form part, as well as the information required under the provisions of Article 15 of Royal Decree 1362/2007. We have verified that the accounting information contained in this directors' Report is in agreement with that of the interim financial statements for the six months period ended June 30, 2017. Our work is limited to checking the interim consolidated directors' Report in accordance with the scope mentioned in this paragraph and does not include a review of information other than that obtained from Gas Natural SDG, S.A. and its subsidiaries' accounting records.

Other Matter

This report has been prepared at the request of Directors of the Parent company in relation to the publication of the half-yearly financial report required by Article 119 of Royal Legislative Decree 4/2015 of 23 October, approving the revised text of the Securities Market Law developed by the Royal Decree 1362/2007, of 19 October.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L.

Originally signed by
Juan Manuel Anguita Amate

July 26, 2017

Gas Natural Fenosa

Condensed interim consolidated financial statements at 30 June 2017

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

Gas Natural Fenosa

Interim Consolidated Balance Sheet

(Million Euros)

	30/06/2017	31/12/2016
ASSETS		
Intangible assets <i>(Note 5)</i>	10,538	10,920
Goodwill	4,953	5,036
Other intangible assets	5,585	5,884
Property, plant and equipment <i>(Note 5)</i>	23,125	23,627
Investments recorded using the equity method	1,548	1,575
Non-current financial assets <i>(Note 6)</i>	1,787	1,907
Deferred tax assets	899	872
NON-CURRENT ASSETS	37,897	38,901
Inventories	751	758
Trade and other receivables	4,691	4,999
Trade receivables	4,092	4,348
Other receivables	456	489
Current tax assets	143	162
Other current financial assets <i>(Note 6)</i>	306	389
Cash and cash equivalents	1,455	2,067
CURRENT ASSETS	7,203	8,213
TOTAL ASSETS	45,100	47,114
NET EQUITY AND LIABILITIES		
Share capital	1,001	1,001
Share premium	3,808	3,808
Reserves	9,894	9,549
Treasury shares	(21)	(21)
Net income for the period attributed to the equity holders of the parent company	550	1,347
Interim dividend	-	(330)
Adjustments for changes in value	(623)	(129)
Available-for-sale financial assets	15	7
Hedging operations	(5)	47
Currency translation differences	(633)	(183)
Net equity attributed to the equity holders of the parent company	14,609	15,225
Non-controlling interests	3,637	3,780
NET EQUITY <i>(Note 8)</i>	18,246	19,005
Deferred income	847	842
Non-current provisions <i>(Note 9)</i>	1,236	1,248
Non-current financial liabilities <i>(Note 6)</i>	14,485	15,003
Borrowings	14,485	14,997
Other financial liabilities	-	6
Deferred tax liability	2,454	2,509
Other non-current liabilities	1,259	1,331
NON-CURRENT LIABILITIES	20,281	20,933
Current provisions <i>(Note 9)</i>	132	158
Current financial liabilities <i>(Note 6)</i>	2,857	2,599
Borrowings	2,737	2,437
Other financial liabilities	120	162
Trade and other payables	3,226	4,072
Trade payables	2,488	3,274
Other creditors	682	692
Current tax liabilities	56	106
Other current liabilities	358	347
CURRENT LIABILITIES	6,573	7,176
TOTAL EQUITY AND LIABILITIES	45,100	47,114

Notes 1 to 19 are an integral part of the condensed interim consolidated financial statements.

Gas Natural Fenosa

Interim Consolidated Income Statement

(Million Euros)

	For the six-month period ended 30 June	
	2017	2016
Sales (Note 10)	12,283	11,409
Procurements (Note 11)	(8,726)	(7,556)
Other operating income	115	110
Personnel costs (Note 12)	(501)	(506)
Other operating expenses (Note 13)	(1,080)	(1,163)
Depreciation, amortisation and impairment expenses (Note 5)	(843)	(868)
Release of fixed assets grants to income and others	21	21
Other results	-	-
OPERATING INCOME	1,269	1,447
Financial income	67	60
Financial expense	(412)	(475)
Variations in fair value of financial instruments	-	-
Net exchange gain/(losses)	(2)	-
NET FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) (Note 14)	(347)	(415)
Profit/(loss) of entities recorded by equity method	7	(11)
NET INCOME BEFORE TAXES	929	1,021
Income tax expense (Note 15)	(218)	(240)
NET INCOME FOR THE PERIOD FROM CONTINUING OPERATIONS	711	781
Net income for the period from discontinued operations, net of taxes (Note 7)	-	30
CONSOLIDATED NET INCOME FOR THE PERIOD	711	811
Attributable to:		
Equity holders of the parent company	550	645
From continuing operations	550	631
From discontinued operations	-	14
Non-controlling interests	161	166
	711	811
Basic and diluted earnings per share in euros from continuing operations attributable to the equity holders of the parent company (Note 8)	0.55	0.63
Basic and diluted earnings per share in euros attributable to the equity holders of the parent company (Note 8)	0.55	0.64

Notes 1 to 19 are an integral part of the condensed interim consolidated financial statements

Gas Natural Fenosa

Interim Consolidated Statement of Comprehensive Income

(Million Euros)

	For the six-month period ended 30 June	
	2017	2016
CONSOLIDATED NET INCOME FOR THE PERIOD	711	811
OTHER COMPREHENSIVE INCOME RECOGNISED DIRECTLY IN EQUITY	(628)	107
Items that will not be transferred to profit/(loss):		
Actuarial gains and losses and other adjustments	(3)	(11)
Tax effect	1	3
Items that will subsequently be transferred to profit/(loss):		
Cash flow hedges	(54)	(35)
Available-for-sale financial assets	11	8
Currency translation differences	(552)	166
Tax effect	11	7
Equity-consolidated companies	(42)	(31)
<i>Cash flow hedges</i>	(3)	(16)
<i>Currency translation differences</i>	(39)	(15)
<i>Tax effect</i>	-	-
RELEASES TO INCOME STATEMENT	(9)	71
Cash flow hedges	(13)	92
Currency translation differences	-	-
Tax effect	3	(24)
Equity-consolidated companies	1	3
<i>Cash flow hedges</i>	1	4
<i>Currency translation differences</i>	-	-
<i>Tax effect</i>	-	(1)
OTHER COMPREHENSIVE INCOME FOR THE PERIOD	(637)	178
TOTAL COMPREHENSIVE INCOME FOR THE PERIOD	74	989
Attributable to:		
Equity holders of the parent company	54	801
Non-controlling interests	20	188

Notes 1 to 19 are an integral part of the condensed interim consolidated financial statements

Gas Natural Fenosa

Interim Statement of Changes in Consolidated Net Equity

(Million Euros)

	Net equity attributable to the Company's equity holders					Subtotal	Non-controlling interests	Total Net equity
	Share capital	Share premium and reserves	Treasury shares	Results	Adjustments for changes in value			
Balance at 01/01/2016	1,001	12,477	-	1,502	(613)	14,367	4,151	18,518
Total comprehensive income for the period	-	(10)	-	645	166	801	188	989
Dividend distribution (Note 8)	-	909	-	(1,502)	-	(593)	(114)	(707)
Other changes	-	-	-	-	-	-	(7)	(7)
Balance at 30/06/2016	1,001	13,376	-	645	(447)	14,575	4,218	18,793
Total comprehensive income for the period	-	(20)	-	702	318	1,000	282	1,282
Dividend distribution (Note 8)	-	(330)	-	-	-	(330)	(100)	(430)
Other changes	-	1	(21)	-	-	(20)	(620)	(640)
Balance at 31/12/2016	1,001	13,027	(21)	1,347	(129)	15,225	3,780	19,005
Total comprehensive income for the period	-	(2)	-	550	(494)	54	20	74
Dividend distribution (Note 8)	-	676	-	(1,347)	-	(671)	(147)	(818)
Other changes	-	1	-	-	-	1	(16)	(15)
Balance at 30/06/2017	1,001	13,702	(21)	550	(623)	14,609	3,637	18,246

Notes 1 to 19 are an integral part of the condensed interim consolidated financial statements

Gas Natural Fenosa

Interim Consolidated Cash Flow Statement

(Million Euros)

	For the six-month period ended 30 June	
	2017	2016
Income before tax	929	1,021
Adjustments to income:	1,152	1,240
Depreciation, amortization and impairment expenses	843	868
Other adjustments to net income	309	372
Changes in working capital	(258)	199
Other cash flows generated from operations:	(675)	(661)
Interest paid	(490)	(502)
Interest collected	15	13
Dividends collected	21	36
Income tax paid	(221)	(208)
CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES	1,148	1,799
Cash flows into investing activities:	(1,005)	(912)
Group companies, associates and business units	(14)	(2)
Property, plant and equipment and intangible assets	(945)	(857)
Other financial assets	(46)	(53)
Proceeds from divestitures:	34	32
Group companies, associates and business units	-	-
Property, plant and equipment and intangible assets	-	9
Other financial assets	34	23
Other cash flows from investing activities:	24	24
Other proceeds/(payments) from/(of) investing activities	24	24
CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES	(947)	(856)
Receipts/(payments) on equity instruments:	(2)	-
Issue	-	-
Acquisition	(2)	-
Receipts/(payments) on financial liability instruments:	140	501
Issue	3,956	3,900
Repayment and amortisation	(3,816)	(3,399)
Dividends paid and remuneration on other equity instruments	(805)	(1,026)
Other cash flows from financing activities	(54)	(46)
CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES	(721)	(571)
Effect of changes in exchange rates	(92)	1
VARIATION IN CASH AND CASH EQUIVALENTS	(612)	373
Cash and cash equivalents at beginning of the period	2,067	2,390
Cash and cash equivalents at the end of the period	1,455	2,763

Notes 1 to 19 are an integral part of the condensed interim consolidated financial statements

Notes to the condensed interim consolidated financial statements

Note 1. General information

Gas Natural SDG, S.A. is a public limited company that was incorporated in 1843. Its registered office is located at 1, Plaça del Gas, Barcelona.

Gas Natural SDG, S.A. and its subsidiary companies ("Gas Natural Fenosa") form a group that is mainly engaged in the supply, liquefaction, re-gasification, transport, storage, distribution and commercialisation of natural gas, as well as the generation, transport, distribution and commercialisation of electricity.

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

Note 4 includes financial information by operating segment and geographic area.

The shares of Gas Natural SDG, 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 2016, the following should be noted in relation to the first half of 2017:

In Spain, Order ETU/130/2017 of the Ministry of Energy, Tourism and the Digital Agenda (MINETAD) which updated the remuneration parameters for standard facilities applicable to certain facilities that generate electricity from renewable sources, cogeneration and waste, for the purposes of their application to the regulatory semi-period commencing on 1 January 2017, was published on 22 February 2017.

Order IET/258/2017 of the MINETAD, laying down obligations relating to contributions to the National Energy Efficiency Fund in 2017, was published on 25 March 2017.

Royal Decree 359/2017, which provides for an auction for assigning the specific remuneration regime for new facilities for the generation of electricity from renewable energy sources in the mainland energy system, up to a maximum of 3,000 MW, was published on 1 April 2017. Subsequently, Order ETU/315/2017 regulating the assignment procedure was published on 8 April 2017. The auction was held on 17 May 2017, with 2979 MW being allocated to wind energy facilities, 1 MW to photovoltaic facilities and 20 MW to other technologies. GNF was awarded 667 MW, i.e. 22% of the energy auctioned. The Resolution containing the results of the auction was published on 26 May 2017.

The Resolution of the Secretariat of State for Energy laying down the procedure for the assignment of basic underground storage capacity and injection and extraction rights was published on 1 April 2017.

Royal Decree-Act 10/2017, which adopts urgent measures to palliate the effects of the drought in certain watersheds and amends the consolidated text of the Water Act, was published on 10 June. This Royal Decree-Act updated the rate of the levy for the use of inland waters for electricity production, as set out in the Water Act, from 22% to 25.5% in all districts that are the competency of the State (i.e. that fall in more than one autonomous region), so as to give the competent authorities and watershed bodies the necessary resources for the purposes of environmental protection and enhancement of public domain water resources. Subsequently, on 30 June, a Resolution of the Congress of Deputies was published which ratified that Royal Decree-Act and initiated the process of submitting the text to Parliament as an urgent bill.

Order ETU/555/2017 laying down the remuneration parameters for standard facilities applicable to facilities for the treatment and reduction of animal waste approved by Order IET/1045/2014, and which have been updated for the 2017- 2019 semi-period, was published on 15 June 2017.

Royal Decree 650/2017, which provides for a new quota of 3,000 MW of installed capacity for new facilities for the generation of electricity from renewable energy sources in the mainland energy system, to which the specific remuneration regime may be granted, was published on 17 June 2017. Order ETU/615/2017 which lays down the procedure for assigning the specific remuneration regime and the

relevant remuneratory parameters was published on 28 June 2017. Finally, the decision to convene a new auction to be held on 26 July 2017 was published on 1 July 2017.

In Argentina, a resolution establishing new natural gas and propane distribution prices was published on 30 March 2017, urging Enargas to release the tariff lists resulting from the comprehensive tariff review. In addition, on 30 March 2017 Enargas resolution No. I/4354-17 was published, which approved the distribution tariff lists arising from the comprehensive tariff review of Gas Natural BAN, S.A. effective from 1 April 2017, and a rise in the average tariff of 123% compared with the tariff in effect prior to that date.

In Moldova, the ANRE resolution was published on 24 March 2017, which included the electricity tariffs to be applied as from that date. Subsequently, the ANRE resolutions introducing changes in the prevailing methodologies for calculating electricity distribution and supply tariffs were published on 5 May 2017.

In Colombia, Resolution CREG 66-2017 was published on 21 June 2017, containing a new proposal for changing the method for remunerating gas distribution within the tariff review process that commenced with the publication of Resolution CREG 202-2013, which approved the gas distribution remuneration methodology.

Note 3. Basis of presentation and accounting policies

3.1. Basis of presentation

The consolidated annual accounts of Gas Natural Fenosa for 2016 were approved by the General Meeting of Shareholders on 20 April 2017.

These condensed interim consolidated financial statements at 30 June 2017 of Gas Natural Fenosa were drawn up and signed by the Board of Directors on 25 July 2017, pursuant to IAS 34 "Interim financial reporting" and must be read together with the consolidated annual accounts for the year ended 31 December 2016, 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, if applicable, in order to explain any changes in the consolidated financial situation and results of operations, comprehensive income, changes in equity and cash flows of Gas Natural Fenosa between 31 December 2016, the date of the above-mentioned consolidated annual accounts, and 30 June 2017.

The figures set out these condensed interim consolidated financial statements are expressed in million euro, unless otherwise stated.

3.2 Main risks and uncertainties

The main risks and uncertainties coincide with those disclosed in the consolidated annual accounts and consolidated directors' report for 2016 and have not changed significantly since they were issued. During the six-month period ended 30 June 2017 there have been no significant changes in the business or economic environment, or in the regulatory environment, that could lead to the impairment of the carrying amounts of the recognised non-current assets by Gas Natural Fenosa at 30 June 2017.

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. This seasonal nature is partially offset by the increase in demand in Latin America and in demand for natural gas for industrial uses and electricity generation, which is generally more stable throughout the year. As a result, revenues and profits from operations in the "Gas" segment are higher in the first and fourth quarters and lower in the second and third quarters. In addition, electricity demand tends to increase in summer in Spain, particularly in July and August, and therefore revenues and profits from

operations in the "Electricity" segment are higher in that period in Spain.

3.4 Accounting policies

The accounting policies applied in these condensed interim consolidated financial statements are the same as those applied in the consolidated annual accounts for the year ended 31 December 2016.

Entry into force of new accounting standards

No new standards, interpretations or amendments applicable to these condensed interim consolidated financial statements had come into effect at 1 January 2017.

However, the IASB issued the following amendments taking effect for the financial years commencing on or after 1 January 2017 which have yet to be adopted by the European Union and therefore have not been applied in these condensed interim financial statements:

- IAS 12 (Amendment), "Recognition of deferred tax assets for unrealised losses";
- IAS 7 (Amendment), "Disclosure initiative";
- Annual improvements to IFRS, Cycle 2014-2016.

No significant impact is expected from the application of these amendments.

In addition, the IASB issued the following standards and amendments that will come into force on 1 January 2018, 2019 and 2021 and are pending adoption by the European Union:

- IFRS 16, "Leases";
- IFRS 15 (Clarifications), "Revenue from contracts with customers";
- IFRS 2 (Amendment), "Classification and measurement of share-based payments";
- IFRS 4 (Amendment), "Application of IFRS 9 Financial Instruments with IFRS 4 Insurance contracts";
- IAS 40 (Amendment), "Transfers of investment property";
- IFRIC 22, "Transactions and advance payments in foreign currency";
- IFRS 17, "Insurance contracts".
- IFRIC 23, "Uncertainty over Income Tax Treatments"

Additionally, in 2016 the European Union adopted the following standards which come into force for periods commencing on or after 1 January 2018:

- IFRS 15, "Revenue from contracts with customers";
- IFRS 9, "Financial instruments".

Gas Natural Fenosa continues analyzing the impact of all these standards, interpretations and amendments, and considers that the only ones that could have any an impact on the consolidated financial statements could be IFRS 9 and IFRS 15, which are expected to enter force on 1 January 2018, and IFRS 16, to enter force on 1 January 2019. Gas Natural Fenosa will not adopt earlier these standards.

To date, the main issues analysed are the following:

IFRS 9 - "Financial instruments"

Valuation of financial assets: Gas Natural Fenosa will measure its financial assets at amortised cost, except for investments in equity instruments and derivative financial instruments, which will be measured at fair value. To date, Gas Natural Fenosa has still not determined whether the changes in fair value of each investment in equity instruments will be recognised against income or net equity.

Impairment of financial assets: Gas Natural Fenosa will apply the general expected loss model for financial assets, except for trade receivables, to which Gas Natural Fenosa will apply the simplified expected loss model, irrespective of the financial component that these assets might contain. In view of the credit risk management policies applied by Gas Natural Fenosa and the high credit quality of its debtors, Gas Natural Fenosa considers that the impact of the application of the expected loss model will not be material.

Hedge accounting: IFRS 9 aligns accounting with financial risk management, without impact in actual hedges, but allowing the application, after the entry into force, of hedge accounting to financial hedges that are not allowed under the current standard, such as, for instance, the hedging of non-financial components of contracts (e.g. commodities). No substantial amendments are expected in Gas Natural Fenosa's hedging model.

Gas Natural Fenosa considers that the application of IFRS 9 will not have a material impact in the consolidated annual accounts.

IFRS 15 - "Revenue from contracts with customers"

In relation to the entry into force of IFRS 15, no significant differences between the internal policies regarding revenue recognition for the different customers agreements types and the model of revenue recognition established by the new standard have been identified. Relating to accounting record of incremental costs incurred in customer contracts assignment IFRS 15 establishes that an asset must be recognized that will be systematically amortised in line with the transfer to the customer of the contracted goods or services. Gas Natural Fenosa considers that an impact relating to customer loyalty costs capitalization could arise on the consolidated annual accounts which would not be material.

IFRS 16 - "Leases"

Gas Natural Fenosa has started analysing the impacts of IFRS 16 "Leases", which provides that right-of-use assets and liabilities derived from operating leases must be recognised in the consolidated balance sheet (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 analysis is still under way at the date of these condensed interim consolidated financial statements. Gas Natural Fenosa is gathering the data needed concerning its operating lease contracts to be able to assess the relevant impacts. However, considering the negligible volume of commitments for lease contracts held by the Group (Note 35 to the consolidated annual accounts at 31 December 2016), Gas Natural Fenosa does not expect IFRS 16 to have a material impact on the consolidated financial statements.

3.5 Consolidation scope

2017

There have been no significant changes in the consolidation scope in the six-month period to 30 June 2017.

2016

In 2016 the main changes in the consolidation scope related to the sale by Unión Fenosa Gas of the shares in Gasifica, S.A. (April 2016) and Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (June 2016), the purchase of Vayu Limited (July 2016), the sale of Gasco S.A. together with the purchase of an additional 37.88% in Gas Natural Chile S.A. (August 2016), the sale of the holding in GNL Quintero, S.A. (November 2016) and the deconsolidation of the holding in Electricaribe following the loss of control (December 2016).

Appendix I includes the changes in the consolidation scope arising in the first half of 2017 and in 2016.

Note 4. 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 Gas Natural SDG, S.A. Board of Directors when taking the company'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.

a) Segment information

The operating segments of Gas Natural Fenosa are:

- Gas distribution. This segment encompasses the regulated gas distribution business in Spain, Italy and Latin America.

The gas distribution business in Spain includes the regulated gas distribution activity, the services for third-party access to the network, as well as the activities related to distribution. This also includes the liquefied petroleum gas (LPG) business.

Gas distribution in Italy consists of regulated gas distribution.

The gas distribution business in Latin America (Argentina, Brazil, Chile, Colombia, Mexico and Peru) includes the regulated gas distribution activity and sales to customers at regulated prices. In Chile the gas supply and commercialisation business is also included.

- Electricity distribution. This segment encompasses the regulated electricity distribution business in Spain, Moldova and Latin America.

The electricity distribution business in Spain includes the regulated electricity distribution business, network services and other activities related to third party access to the distribution network.

The electricity distribution business in Moldova consists of the regulated distribution of electricity and commercialisation at the relevant tariff in that country.

The electricity distribution business in Latin America consists of the regulated electricity distribution activity in Argentina, Chile, Panama and Colombia (Until 31 December 2016 in the case of Colombia).

- Gas. Includes the activity arising from the gas Infrastructure, the supply activity and Unión Fenosa Gas.

The infrastructure business includes operation of the Maghreb-Europe gas pipeline and the regassification process, and gas exploration, production and storage.

The commercialization business includes wholesale gas procurement and supply both in the Spanish liberalised market and in other countries, maritime transportation, retail supply of gas and other related products and services in the liberalised market in Spain and Italy, and supply of gas at the last-resort tariff (TUR) in Spain. It also includes the maritime transportation activity which was previously included in the infrastructures area, easing comparison with 2016.

Unión Fenosa Gas' business (50%-owned by Gas Natural Fenosa and 50% by another shareholder, consolidated using the equity method) includes the Damietta (Egypt) liquefaction activities, maritime transportation and gas supply activities.

- Electricity. It includes the electricity generation and commercialisation in Spain and the International Electricity activities.

The Electricity business in Spain includes electricity production activity through combined cycle, coal, nuclear, hydro, co-generation and wind farm plants and other special regime technologies, the supply of electricity to wholesale markets and the wholesaling and retailing of electricity in the deregulated Spanish market and electricity supply at the Small Consumer Voluntary Price (PVPC).

The International Electricity business mainly includes the international generation activities in Latin America (Mexico, Costa Rica, Dominican Republic, Panama, Brazil, Chile and Puerto Rico, the latter consolidated using the equity method through EcoEléctrica, L.P.) and other countries (Kenya and Australia).

- Rest. This includes the exploitation of the coal field owned by Kangra Coal (Proprietary), Ltd. in South Africa, the assets/liabilities and operating costs of the corporation and its sales to the

different lines of business on the basis of utilisation, as well as other remaining activities.

Net financial income and income tax expense are not allocated to the operating segments, since both financing activities and the income tax effects are managed jointly.

Segment results and investments for the periods of reference are as follows:

6-month period ended 30 June 2017	Gas distribution				Electricity distribution				Gas				Electricity			Rest	Eliminations	TOTAL
	Spain	Italy	Latin America	Total	Spain	Moldova	Latin America	Total	Infrastructures	Supply	UF GAS	Total	Spain	International Electricity	Total			
Sales consolidated	581	43	2,263	2,887	399	110	1,683	2,192	43	4,660	-	4,703	1,968	458	2,426	75	-	12,283
Sales intersegments	57	-	-	57	21	-	31	52	121	689	-	810	518	8	526	118	-	1,563
Sales segments	638	43	2,263	2,944	420	110	1,714	2,244	164	5,349	-	5,513	2,486	466	2,952	193	(1,563)	12,283
Segment procurements	(50)	-	(1,606)	(1,656)	-	(84)	(1,299)	(1,383)	-	(4,903)	-	(4,903)	(1,915)	(259)	(2,174)	(92)	1,482	(8,726)
Net personnel costs	(39)	(6)	(68)	(113)	(50)	(4)	(73)	(127)	(3)	(41)	-	(44)	(68)	(20)	(88)	(129)	-	(501)
Other operating income/expenses	(110)	(8)	(175)	(293)	(68)	(6)	(114)	(188)	(8)	(133)	-	(141)	(313)	(39)	(352)	13	81	(880)
EBITDA	439	29	414	882	302	16	228	546	153	272	-	425	190	148	338	(15)	-	2,176
Other results	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation, amortization and impairment expenses	(148)	(12)	(88)	(248)	(113)	(3)	(63)	(179)	(25)	(38)	-	(63)	(224)	(64)	(288)	(65)	-	(843)
Transfers to provisions	(4)	-	(13)	(17)	-	-	(14)	(14)	-	(20)	-	(20)	(11)	-	(11)	(2)	-	(64)
Operating income	287	17	313	617	189	13	151	353	128	214	-	342	(45)	84	39	(82)	-	1,269
Net financial income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(347)
Equity-method results	-	-	7	7	-	-	10	10	-	-	(48)	(48)	8	29	37	1	-	7
Net income before tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	929
Income tax expense	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(218)
Net income for the period from continuing operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	711
Net income for the period from discontinued operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net income for the period	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	711
Investments in PP&E and intangible assets (Note 5) (1)	82	15	155	252	106	3	177	286	5	25	-	30	53	90	143	26	-	737

6-month period ended 30 June 2016	Gas distribution				Electricity distribution				Gas				Electricity			Rest	Eliminations	TOTAL
	Spain	Italy	Latin America	Total	Spain	Moldova	Latin America	Total	Infrastructures	Supply	UF GAS	Total	Spain	International Electricity	Total			
Sales consolidated	529	43	1,765	2,337	394	119	2,305	2,818	13	3,685	-	3,698	2,041	343	2,384	172	-	11,409
Sales intersegments	52	-	-	52	22	-	-	22	146	683	-	829	532	10	542	103	-	1,548
Sales segments	581	43	1,765	2,389	416	119	2,305	2,840	159	4,368	-	4,527	2,573	353	2,926	275	(1,548)	11,409
Segment procurements	(9)	-	(1,185)	(1,194)	-	(86)	(1,696)	(1,782)	(1)	(3,936)	-	(3,937)	(1,834)	(166)	(2,000)	(112)	1,469	(7,556)
Net personnel costs	(39)	(6)	(60)	(105)	(45)	(3)	(100)	(148)	(2)	(37)	-	(39)	(68)	(22)	(90)	(124)	-	(506)
Other operating income/expenses	(109)	(8)	(143)	(260)	(68)	(5)	(169)	(242)	(10)	(118)	-	(128)	(295)	(41)	(336)	(3)	79	(890)
EBITDA	424	29	377	830	303	25	340	668	146	277	-	423	376	124	500	36	-	2,457
Other results	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation, amortization and impairment expenses	(144)	(12)	(79)	(235)	(110)	(3)	(76)	(189)	(24)	(28)	-	(52)	(263)	(65)	(328)	(64)	-	(868)
Transfers to provisions	-	-	(13)	(13)	-	-	(85)	(85)	-	(23)	-	(23)	(20)	-	(20)	(1)	-	(142)
Operating income	280	17	285	582	193	22	179	394	122	226	-	348	93	59	152	(29)	-	1,447
Net financial income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(415)
Equity-method results	-	-	7	7	-	-	4	4	-	-	(43)	(43)	-	21	21	-	-	(11)
Net income before tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,021
Income tax expense	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(240)
Net income for the period from continuing operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	781
Net income for the period from discontinued operations	-	-	30	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30
Net income for the period	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	811
Investments in PP&E and intangible assets (Note 5) (1)	132	13	112	257	106	2	144	252	2	12	-	14	39	37	76	30	-	629

(1) Includes investment in property, plant and equipment and intangible assets (Note 5).

b) *Reporting by geographic area*

Gas Natural Fenosa's sales for the six-month periods ended in 2017 and 2016 by country of destination is analysed below:

	2017	2016
Spain	5,283	5,104
Rest of Europe	1,620	1,287
Latin American	4,736	4,665
Rest of the world	644	353
Total	12,283	11,409

Note 5. Intangible assets and property, plant and equipment

Movements in intangible assets and property, plant and equipment during the six-month period ended 30 June 2017 are as follows:

	Goodwill	Other intangible assets	Total intangible assets	Property, plant and equipment
Net carrying value at 31.12.16	5,036	5,884	10,920	23,627
Gross cost	5,036	9,038	14,074	35,727
Depreciation and impairment expenses	-	(3,154)	(3,154)	(12,100)
Net carrying value at 1.1.17	5,036	5,884	10,920	23,627
Investment	-	137	137	600
Divestitures	-	-	-	(13)
Depreciation and impairment charge	-	(166)	(166)	(677)
Translation differences	(83)	(270)	(353)	(421)
Reclassifications and other	-	-	-	9
Net carrying value at 30.06.2017	4,953	5,585	10,538	23,125
Gross cost	4,953	8,774	13,727	35,988
Depreciation and impairment expenses	-	(3,189)	(3,189)	(12,863)
Net carrying value at 30.06.2017	4,953	5,585	10,538	23,125

Note 4 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 the investment in the International Electricity business.

At 30 June 2017, Gas Natural Fenosa records fixed asset investment commitments totalling Euros 613 million, basically for the construction of various renewable generation facilities in Brazil, Australia and Spain, the development of the distribution network and other gas infrastructures, development of the electricity grid and construction of four methane tankers under finance leases.

During the first quarter of 2017 Gas Natural Fenosa concluded the technical studies it was carrying out on the estimation of the useful life of combined cycle plants and, in line with the practice followed by the main operators in the industry, the useful life of the combined cycle plants has been changed on a prospective basis from 25 to 35 years, with effect from 1 January 2017. The effect of this change in estimated useful life on "Depreciation, amortisation and impairment losses" in the consolidated income statement for the six-month period to 30 June 2017 was a reduction of Euros 44 million in the depreciation charge. This change is expected to result in a reduction of approximate Euros 88 million in the annual depreciation charge in 2018.

Note 6. 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 2017 and 31 December 2016, by nature and category:

At 30 June 2017	Available for sale	Loans and other receivables	Investments held to maturity	Hedging derivatives	Total
Equity instruments	625	-	-	-	625
Derivatives	-	-	-	60	60
Other financial assets	-	1,101	1	-	1,102
Non-current financial assets	625	1,101	1	60	1,787
Derivatives	-	-	-	9	9
Other financial assets	-	296	1	-	297
Current financial assets	-	296	1	9	306
Total financial assets at 30.06.2017	625	1,397	2	69	2,093

At 31 December 2016	Available for sale	Loans and other receivables	Investments held to maturity	Hedging derivatives	Total
Equity instruments	619	-	-	-	619
Derivatives	-	-	-	111	111
Other financial assets	-	1,175	2	-	1,177
Non-current financial assets	619	1,175	2	111	1,907
Derivatives	-	-	-	1	1
Other financial assets	-	388	-	-	388
Current financial assets	-	388	-	1	389
Total financial assets at 31.12.2016	619	1,563	2	112	2,296

At 30 June 2017, “Available-for-sale financial assets” includes the 14.9% shareholding in Medgaz, S.A., the company that operates the submarine gas pipeline between Algeria and Spain, amounting to Euros 97 million (Euros 90 million at 31 December 2016) and the 85.4% shareholding in Electricadora del Caribe, S.A. ESP (“Electricaribe”) amounting to Euros 475 million (Euros 475 million at 31 December 2016).

During 2016 Electricaribe experienced major cash difficulties due to the acts and omissions of the Republic of Colombia in relation to the non-payment of a considerable number of customer invoices, mostly with obligatory supply arrangements, as well as a significant consumption fraud. As a result, within the framework of the Treaty for the reciprocal protection of investments between Spain and Colombia, on 12 July 2016 Gas Natural Fenosa commenced discussions to seek a negotiated solution to the extremely difficult situation in which Electricaribe found itself. In the event of an expropriation or similar event, the treaty demands that the corresponding indemnity be equivalent to the fair market value of the investment prior to the expropriation.

On 14 November 2016 the Superintendence for Residential Public Services of the Republic of Colombia (“the Superintendence”) ordered, as a necessary measure to ensure the provision of electrical energy services, the intervention of Electricaribe, as well as the separation of the members of the governing body and the general manager, and their replacement by a special agent appointed by the Superintendence. In the fulfilment of his functions, this agent replaced the executive personnel appointed by Gas Natural Fenosa and centralised decision-making on the information to be supplied to Gas Natural Fenosa. Therefore, at 31 December 2016 Gas Natural Fenosa had lost control and any significant influence over Electricaribe as it does not take part in, and has no direct information about, material business activities or decisions. On 11 January 2017 the Superintendence agreed to extend this takeover until 14 March 2017, announced that Electricaribe would be liquidated on that date.

On 22 March 2017 Gas Natural Fenosa submitted the documentation required to commence arbitration proceedings before the Tribunal of the United Nations Commission on International Trade Law (UNCITRAL) in order to recover the company within a feasible regulatory framework or, failing that, to receive compensation in accordance with the fair value of the company, estimated at over Euros 1,000 million. The formal commencement of arbitration has been requested before the Tribunal of the UNCITRAL which, like the World Bank International Centre for the Settlement of Investment Disputes

(ICSID), is regarded as the most suitable forum for resolving disagreements in the bilateral treaty for the reciprocal promotion and protection of investments between the Republic of Colombia and Spain.

In the light of the above events and in accordance with IFRS 10, on 31 December 2016 Electricaribe ceased to be consolidated on the consolidated balance sheet of Gas Natural Fenosa. Its assets, liabilities and non-controlling interests were derecognised for a net amount of Euros 475 million and the relevant negative exchange differences amounting to Euros 30 million were transferred to the income statement. In addition, under IAS 39, the investment in Electricaribe was recorded at fair value (Euros 475 million) under Available-for-sale financial assets. As the investment in Electricaribe involves unlisted equity instrument and therefore no quoted share price is available, it was valued on Level 3 and a prudent approach was applied in the valuation due to the uncertainty surrounding the current situation, resulting in an amount that does not differ from its carrying amount. The assumptions used in the valuation were similar to those described in Note 3.3.5. of the consolidated annual accounts at 31 December 2016. However, Gas Natural Fenosa believes that the final amount that may reasonably be expected to be recognised by the agencies and courts that may decide on the applicable price or indemnity based on fair market value will be higher than the figure mentioned above.

At 30 June 2017 there has been no change in the parameters to which the main assumptions for the measurement of the holding in Electricaribe refer or in the processes described above that could lead to a better evaluation of its fair value. As a result, the amount recorded under "Available-for-sale financial assets" has not changed.

A breakdown of the assets, liabilities and non-controlling interests of Electricaribe recorded in the consolidated balance sheet of Gas Natural Fenosa which were derecognised at 31 December 2016 is as follows:

	At 31.12.2016
Intangible assets	6
Property, plant and equipment	929
Non-current financial assets	63
Deferred tax assets	157
NON-CURRENT ASSETS	1,155
Trade and other receivables	633
Other current financial assets	20
Cash and cash equivalents	42
CURRENT ASSETS	695
TOTAL ASSETS	1,850
NON-CONTROLLING INTERESTS	70
Non-current provisions	265
Non-current financial liabilities	85
Deferred tax liability	4
NON-CURRENT LIABILITIES	354
Current financial liabilities	493
Trade and other payables	450
Other current liabilities	8
CURRENT LIABILITIES	951
TOTAL NON-CONTROLLING INTERESTS AND LIABILITIES	1,375

The income statement contributed by Electricaribe in the six-month period ended 30 June 2016 is as follows:

	For the period ended 30 June 2016
Sales	714
Procurements	(488)
Other operating income	2
Personnel costs	(22)
Other operating expenses	(157)
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(18)
OPERATING INCOME	31
Financial income	2
Financial expense	(29)
Net exchange gain/(losses)	1
NET FINANCIAL INCOME	(26)
NET INCOME BEFORE TAXES	5
Income tax expense	(7)
CONSOLIDATED NET INCOME FOR THE PERIOD	(2)
Attributable to:	
The equity holders of the parent company	(2)
Non-controlling interests	-

At 30 June 2017, the heading “Loans and receivables” includes temporary mismatches between gas system revenues and costs for periods commencing as from 2014, financed by Gas Natural Fenosa pursuant to Law 18/2014 (17 July), generating a recovery right, over the following 15 years, to the definitive 2014 deficit, and over the following five years, to the remain amount financed, plus interest at a market rate. Euros 340 million of that financing has been recognised under “Other non-current financial assets” and Euros 47 million under “Other current financial assets” (Euros 357 million and Euros 144 million, respectively, at 31 December 2016) based on the estimated period of recovery through system settlements.

At 30 June 2017, “Other current financial assets” includes temporary mismatches between electricity system revenues and costs financed by Gas Natural Fenosa pursuant to Law 24/2013 (26 December) in the amount of Euros 93 million (Euros 106 million at 31 December 2016), generating a recovery right over the following five years and interest at a market rate. The amount of this financing has been entirely recognised 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 2017 and at 31 December 2016 are classified as follows:

Financial assets	30 June 2017				31 December 2016			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total	Level 1	Level 2	Level 3	Total
Available for sale	-	-	625	625	-	-	619	619
Hedging derivatives	-	69	-	69	-	112	-	112
Fair value through profit or loss	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	69	625	694	-	112	619	731

b) Financial liabilities

Set out below is a breakdown of financial liabilities, excluding "Trade and other payables", at 30 June 2017 and 31 December 2016, by nature and category:

At 30 June 2017	Creditors and payables	Hedging derivatives	Total
Loans from financial institutions	4,617	-	4,617
Issuing of debentures and other negotiable securities	9,823	-	9,823
Derivatives financial instruments	-	45	45
Other financial liabilities	-	-	-
Non-current financial liabilities	14,440	45	14,485
Loans from financial institutions	945	-	945
Issuing of debentures and other negotiable securities	1,789	-	1,789
Derivatives financial instruments	-	3	3
Other financial liabilities	120	-	120
Current financial liabilities	2,854	3	2,857
Total financial liabilities at 30.06.2017	17,294	48	17,342

At 31 December 2016	Creditors and payables	Hedging derivatives	Total
Loans from financial institutions	4,837	-	4,837
Issuing of debentures and other negotiable securities	10,098	-	10,098
Derivatives financial instruments	-	62	62
Other financial liabilities	6	-	6
Non-current financial liabilities	14,941	62	15,003
Loans from financial institutions	856	-	856
Issuing of debentures and other negotiable securities	1,563	-	1,563
Derivatives financial instruments	-	18	18
Other financial liabilities	162	-	162
Current financial liabilities	2,581	18	2,599
Total financial liabilities at 31.12.2016	17,522	80	17,602

Financial liabilities recognised at fair value at 30 June 2017 and at 31 December 2016 are classified as follows:

Financial liabilities	30 June 2017				31 December 2016			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total	Level 1	Level 2	Level 3	Total
Fair value through profit or loss	-	-	-	-	-	-	-	-
Hedging derivatives	-	48	-	48	-	80	-	80
Total	-	48	-	48	-	80	-	80

The carrying amounts and fair value of the non-current borrowings are as follows:

	Carrying amount		Fair value	
	At 30.06.2017	At 31.12.2016	At 30.06.2017	At 31.12.2016
Issuing of debentures and other negotiable securities	9,823	10,098	10,953	11,389
Loans from financial institutions and others	4,617	4,843	4,655	4,874

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 terms of such debt. The discount rates were determined based on market rates available at 30 June 2017 and 31 December 2016 on borrowings with similar credit and maturity characteristics. These valuations are based on the quotation price of similar financial instruments in an official market or on observable information in an official market (Level 2).

In the first half of 2017 and 2016, debt security issues evolved as follows:

	At 1.1.2017	Issuances	Buy-backs or redemptions	Business combinations	Interests, exch. rates & other	At 30.6.2017
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)	12,612

	At 1.1.2016	Issuances	Buy-backs or redemptions	Business combinations	Interests, exch. rates & other	At 30.6.2016
Issued in a European Union Member State which required the filing of a prospectus	10,857	3,335	(2,535)	-	(113)	11,544
Issued in a European Union Member State which did not require the filing of a prospectus	-	-	-	-	-	-
Issued outside a European Union Member State	1,466	-	(119)	-	22	1,369
Total	12,323	3,335	(2,654)	-	(91)	12,913

In the first half of 2017, the following bond issues were completed under the Euro Medium Term Notes (EMTN) programme:

Issue	Nominal	Maturity	Coupon %
January 2017	1,000	2027	1.375
April 2017	1,000	2024	1.125

The total amount utilised in the programme stands at Euros 10,105 million (Euros 10,205 million at 31 December 2016). The programme limit at 30 June 2017 is Euros 14,000 million (Euros 14,000 million at 31 December 2016).

In April 2017 Gas Natural Fenosa issued bonds under its EMTN programme amounting to Euros 1,000 million maturing in seven years and with a coupon of 1.125%. This amount was used to implement the repurchase of debentures for Euros 1,000 million maturing in 2018, 2020 and 2021.

In the first half of 2017, issues under the Euro Commercial Paper (ECP) programme totalling Euros 2,133 million (Euros 2,435 million in the same period 2016) were carried out. The outstanding balance of issues under the ECP programme stands at Euros 500 million (Euros 100 million at 31 December 2016).

In addition, bilateral bank operations amounting to Euros 3,624 million have been renegotiated during the period, referring Euros 684 million to loans and the rest to credits.

Note 7. Non-current assets and disposal groups of assets held for sale and discontinued operations

On 18 December 2015 Gas Natural Fenosa, which owned a controlling interest through CGE of 56.62% in the Chilean company Gasco, S.A., entered into an agreement with a group of shareholders with an interest of 22.4% in Gasco S.A., named "Familia Perez Cruz", to split Gasco, S.A. into two companies, one devoted to the natural gas business which would remain under the control of Gas Natural Fenosa and the other to the liquefied petroleum gas business (LPG) which would be controlled by the Perez Cruz Family. Following completion of the split, on 6 July 2016 each party launched a public share offering in order to obtain a 100% interest in its company in order to carry out its own independent project. On 8 August 2016 Gas Natural Fenosa reported the sale of the shares in Gasco S.A. totalling 160,197 million Chilean pesos (Euros 220 million), generating a net capital gain of Euros 4 million, in addition to the success of the takeover bid for Gas Natural Chile, S.A. acquiring an additional 37.88% for a total of 223,404 million Chilean pesos (Euros 306 million). As a result, Gas Natural Fenosa's controlling interest in Gas Natural Chile, S.A. increased to 94.50%.

A breakdown by nature of the heading "Profit/(loss) for the year from discontinued operations after taxes" in the consolidated income statement relating to the LPG business in Chile at 30 June 2016 is as follows:

	30.06.2016
Sales	287
Procurements	(186)
Other operating income	2
Personnel costs	(22)
Other operating expenses	(31)
Depreciation, amortisation and impairment expenses	-
OPERATING INCOME	50
Financial income	1
Financial expense	(13)
NET FINANCIAL INCOME	(12)
NET INCOME BEFORE TAXES	38
Income tax expense	(8)
NET INCOME FOR THE PERIOD FROM DISCONTINUED OPERATIONS	30
Attributable to:	
The equity holders of the parent company	14
Non-controlling interests	16

Set out below is a breakdown of the total comprehensive income from this business during the six-month period ended 30 June 2016:

	30.06.2016
Consolidated profit/(loss) for the year	30
Income and expenses recognised directly in net equity:	18
Currency translation differences	18
Cash flow hedges	-
Total comprehensive income for the year	48

Note 8. Equity

Share capital and share premium

There were no movements in the number of shares or in the accounts "Share capital" and "Share premium" during the first half of 2017 or during 2016.

Treasury shares

Movements during the first half of 2017 and 2016 involving the treasury shares of Gas Natural SDG, S.A. are as follows:

	Number of shares	In million euro	% Capital
At 01 January 2017	750,545	13	0.1%
Acquisitions	3,030,164	60	0.3%
Share Acquisition Plan	(336,625)	(7)	-
Disposals	(3,062,734)	(58)	(0.3%)
At 30 June 2017	381,350	8	-

	Number of shares	In million euro	% Capital
At 01 January 2016	-	-	-
Acquisitions	912,162	16	0.1%
Disposals	(912,162)	(16)	(0.1%)
At 30 June 2016	-	-	-

In the first half of 2017 the profit made on transactions involving treasury shares of Gas Natural Fenosa amounted to Euros 0.5 million, recognised under "Other reserves" (Euros 0.3 million profit in the first half of 2016).

In accordance with the resolutions adopted by the shareholders of Gas Natural SDG, S.A. at the General Meeting held on 20 April 2017, the Share Acquisition Plan 2017-2018-2019 for 2017, aimed at Gas Natural Fenosa employees in Spain who decide voluntarily to take part in the Plan, was set in motion. The Plan enables participants to receive part of their remuneration for 2017 in the form of shares in Gas Natural SDG, S.A., subject to an annual limit of Euros 12,000. During the first half of 2017, 336,625 of the Company's own shares were acquired for Euros 7 million to be handed over to the employees taking part in the Plan.

Movements during the first half of 2017 in treasury shares of Compañía General de Electricidad, S.A. break down as follows (no movements in the first half of 2016):

	Number of shares	In million euro	% Capital
At 01 January 2017	8,695,395	8	0.4%
Acquisitions	5,105,914	5	0.3%
Disposals	-	-	-
At 30 June 2017	13,801,309	13	0.7%

The shares recorded in 2016 were acquired following the merger in which Compañía General de Electricidad, S.A. was absorbed into Gas Natural Fenosa 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.

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.

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 in issue during the year.

	At 30.06.2017	At 30.06.2016
Net income attributable to equity holders of the parent company	550	645
Weighted average number of ordinary shares in issue	1,000,518,692	1,000,689,341
Earnings per share from continuing operations (in euro):		
- Basic	0.55	0.63
- Diluted	0.55	0.63
Earnings per share from discontinued operations (in euro):		
- Basic	-	0.01
- Diluted	-	0.01

The average weighted number of ordinary shares used in the calculation of earnings per share in the first half of 2017 is as follows:

	2017
Weighted average number of ordinary shares	1,000,689,341
Weighted average number of treasury shares	(170,649)
Weighted average number of shares in issue	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 months to 30 June 2017 and 2016:

	30.06.2017			30.06.2016		
	% of Nominal	Euros per share	Amount	% of Nominal	Euros per share	Amount
Ordinary shares	67%	0.67	671	100%	1.00	1,001
Other shares (without voting rights, redeemable, etc.)	-	-	-	-	-	-
Total dividends paid	67%	0.67	671	100%	1.00	1,001
a) Dividends charged to income statement	67%	0.67	671	100%	1.00	1,001
b) Dividends charged to reserves or share premium account	-	-	-	-	-	-
c) Dividends in kind	-	-	-	-	-	-

30 June 2017

The General Shareholders Meeting held on 20 April 2017 approved a complementary dividend of Euros 0.670 per share for a total of Euros 671 million, paid on 27 June 2017.

The Board of Directors has approved the payment of an interim dividend of Euros 0.330 per share out of 2017 results, payable as from 27 September 2017

30 June 2016

This included the payment of an interim dividend of Euros 0.408 per share out of 2015 profits, for a total amount of Euros 408 million, agreed on 30 October 2015 and paid on 8 January 2016.

The General Shareholders Meeting held on 4 May 2016 approved a complementary dividend of Euros 0.592 per share for a total of Euros 593 million, paid on 30 June 2016.

The Board of Directors agreed an interim dividend for 2016 of Euros 0.330 per share, for a total of Euros 330 million, which was fully paid on 27 September 2016.

Adjustments for changes in value

Adjustments for changes in value movements are presented in the Consolidated statement of comprehensive income for each concept showing a breakdown of the tax effect.

The item "Currency translation differences" includes the exchange differences described in the 2016 Consolidated Annual Accounts Note 3.3.2 as a result of the euro's fluctuation against the main currencies of Gas Natural Fenosa's foreign companies, mainly the Chilean Peso and the Brazilian Real.

Non-controlling interests

Movements in non-controlling interests during the six-month period ended 30 June 2017 are as follows:

Balance at 31.12.2016	3,780
Total comprehensive income for the year	20
Distribution of dividends	(147)
Payments for remuneration on subordinated perpetual debentures	(17)
Other changes	1
Balance at 30.06.17	3,637

Note 9. Provisions

The breakdown of provisions at 30 June 2017 and 31 December 2016 is as follows:

	At 30.06.2017	At 31.12.2016
Provisions for employee obligations	483	489
Other provisions	753	759
Total non-current provisions	1,236	1,248
Total current provisions	132	158
Total	1,368	1,406

The heading "Other provisions" 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 18 includes further information on contingent liabilities.

Note 10. Sales

Set out below is a breakdown of this heading for the six-month periods ended 30 June 2017 and 2016:

	For the period ended 30 June	
	2017	2016
Sales of gas and access to distribution networks	7,119	5,718
Sales of electricity and access to distribution networks	4,398	4,954
Rental of facilities, maintenance and other services	726	709
Other sales	40	28
Total	12,283	11,409

Note 11. Procurements

Set out below is a breakdown of this heading for the six-month periods ended 30 June 2017 and 2016:

	For the period ended 30 June	
	2017	2016
Energy purchases	7,357	6,165
Access to transmission networks	1,059	1,075
Other purchases and changes in inventories	310	316
Total	8,726	7,556

Note 12. Personnel costs

Set out below is a breakdown of this heading for the six-month periods ended 30 June 2017 and 2016:

	For the period ended 30 June	
	2017	2016
Wages and salaries	432	421
Social security costs	70	68
Defined contribution plans	23	20
Own work capitalised	(58)	(46)
Other	34	43
Total	501	506

The average number of employees of Gas Natural Fenosa for the six-month periods ended 30 June 2017 and 2016 is the following:

	For the period ended 30 June	
	2017	2016
Men	12,256	14,398
Women	4,847	5,376
Total	17,103	19,774

In addition, the average number of employees for equity-method companies stands at 837 persons at 30 June 2017 (936 persons at 30 June 2016).

The calculation of the average number of employees at 30 June 2017 in Gas Natural Fenosa does not take into account the average number of employees of Electricaribe (1,481 persons) which were included at 30 June 2016 (1,512 persons).

Note 13. Other operating expenses

Set out below is a breakdown of this heading for the six-month periods ended 30 June 2017 and 2016:

	For the period ended 30 June	
	2017	2016
Taxes	234	236
Operation and maintenance	182	185
Advertising and other commercial services	163	152
Transfers to provisions	64	142
Professional services and insurance	87	84
Supplies	49	57
Construction or refurbishment services	71	55
Services to customers	42	36
Leases	33	35
Other	155	181
Total	1,080	1,163

Note 14. Net financial income

Set out below is a breakdown of this heading for the six-month periods ended 30 June 2017 and 2016:

	For the period ended 30 June	
	2017	2016
Dividends	10	8
Interest income	15	14
Other financial income	42	38
Total financial income	67	60
Cost of borrowings	(335)	(388)
Interest expenses pension plans	(4)	(14)
Other financial expense	(73)	(73)
Total financial expense	(412)	(475)
Fair-value measurement of financial derivatives:	-	-
Derivative financial instruments	-	-
Net exchange differences	(2)	-
Gains/(losses) on disposals of financial instruments	-	-
Net financial income	(347)	(415)

Note 15. Tax situation

The corporate income tax expense is as follows:

	For the period ended 30 June	
	2017	2016
Current-year tax	187	201
Deferred tax	31	39
Total	218	240

Corporate income tax expense is recognised based on the best estimate of the effective tax rate forecast for the whole year. The effective rate estimated for the first half of 2017 is 23.5% the same that the one of the same period in 2016.

Note 16. Information on transactions with related parties

Related parties are as follows:

- Significant shareholders of Gas Natural Fenosa, 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 Gas Natural Fenosa are Fundació Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ("la Caixa"), Repsol, S.A. (Repsol) and Global Infrastructure Partners III (GIP) and subsidiaries.

- 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 Gas Natural Fenosa and the Internal Audit Director. Operations with directors and executives are disclosed in Note 17.
- Transactions between Group companies form part of ordinary business activities and are effected at arm's length. Group company balances include the amount that reflects Gas Natural Fenosa's share of the balances and transactions with companies consolidated under the equity method.

The aggregates for operations with significant shareholders are as follows, in thousand euro:

Expense and Income (thousand euros)	For the six-month period ended 30 June 2017				For the six-month period ended 30 June 2016		
	Significant shareholders			Group companies	Significant shareholders		Group companies
	"la Caixa"	Repsol	GIP (*)		"la Caixa"	Repsol	
Financial expenses	816	-	-	25	992	-	7
Leases	-	-	-	2	-	-	3
Receipt of services	7,669	7,930	-	5,671	7,226	3,274	15,429
Purchases of goods	-	196,731	-	172,710	-	122,159	188,630
Other expenses (1)	10,753	-	-	-	10,126	-	-
Total expenses	19,238	204,661	-	178,408	18,344	125,433	204,069
Financial income	330	-	-	108	180	-	255
Leases	-	-	-	-	-	-	-
Provision of services	224	127	-	11,163	215	1,282	14,072
Sales of goods (finished or in progress)	484	382,516	-	34,995	-	304,015	16,667
Other income	-	-	-	1,187	-	-	1,006
Total income	1,038	382,643	-	47,453	395	305,297	32,000

Other transactions (in thousand Euros)	For the six-month period ended 30 June 2017				For the six-month period ended 30 June 2016		
	Significant shareholders			Group companies	Significant shareholders		Group companies
	"la Caixa"	Repsol	GIP (*)		"la Caixa"	Repsol	
Acquisition of property, plant and equipment, intangible assets or other assets (2)	-	10,147	-	-	-	-	-
Financing agreements, loans and capital contributions(lender) (3)	362,737	-	-	3,995	613,530	-	11,026
Sale of property, plant and equipment, intangibles or other assets (4)	157,220	-	-	-	113,065	-	-
Financing agreements: loans and capital contributions (borrower) (5)	121,325	-	-	-	147,814	-	-
Warranties and guarantees received	137,500	-	-	-	201,667	-	-
Dividends and other profits distributed	163,854	134,575	134,092	-	311,716	273,873	-
Other operations (6)	472,100	-	-	-	429,770	-	-

(*) Since 21 September 2016.

- (1) Includes contributions to pension plans, group insurance policies, life insurance and other expenditure.
- (2) 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 completed as the relevant administrative authorisations are obtained.
- (3) Includes cash and cash equivalents.
- (4) Basically includes the assignment of accounts (factoring without recourse) with "La Caixa" Group each year.
- (5) At 30 June 2017, credit facilities arranged with "la Caixa" Group amounted to Euros 569,000 thousand (Euros 569,000 thousand at 30 June 2016), no amounts having been utilised at 30 June 2017 or 2016. At 30 June 2017, other loans amounted to Euros 121,325 thousand (Euros 147,814 thousand at 30 June 2016).
- (6) At 30 June 2017, the heading "Other transactions" with "la Caixa" Group includes Euros 345,037 thousand in respect of foreign exchange hedges (Euros 496,465 thousand at 30 June 2016) and Euros 127,063 thousand in respect of interest rate hedges (Euros 33,305 thousand at 30 June 2016).

Note 17. Information on members of the Board of Directors and senior management personnel

Remuneration of the Board of Directors

Remuneration accrued to the members of the Board of Directors of Gas Natural SDG, S.A. by reason of their membership of the Board and Board committees totalled Euros 2,546 thousand at 30 June 2017 (Euros 2,293 thousand at 30 June 2016). As the remuneration for belonging to the Board of Directors and the various Board Committees has remained unchanged, the increase is due solely to the higher number of Committee members as a result of changes in the company's corporate governance following the alteration in September 2016 of the company's shareholder structure. In this respect, the Executive Committee has increased by two members, the Audit Committee has increased by four members and the Appointments and Remuneration committee has increased by two members.

In the first half of 2017, the Chief Executive Officer did not receive remuneration due to his position as a Board member of the other investee company (Euros 48 thousand at 30 June 2016). These amounts are deducted from the CEO's annual variable remuneration.

The amounts accrued to the Chief Executive Officer for executive functions in respect of fixed remuneration, annual variable remuneration, multi-year variable remuneration and other items totalled Euros 642 thousand, Euros 526 thousand, Euros 428 thousand and Euros 4 thousand, respectively, at 30 June 2017 (Euros 606 thousand, Euros 553 thousand, Euros 430 thousand and Euros 4 thousand at 30 June 2016).

Contributions to pension plans and group insurance policies, together with life insurance premiums paid, totalled Euros 167 thousand at 30 June 2017 (Euros 159 thousand at 30 June 2016).

Senior management remuneration

For the sole purposes of the information contained in this section, "senior management personnel" refers to the members of the Management Committee, excluding the CEO, whose remuneration has been included in the previous section, and the Internal Audit Director.

During the first half of 2017 a total of 11 persons have formed part of the Management Committee. One person joined the committee in April 2017.

Remuneration accrued to senior management personnel totalled Euros 4,859 thousand at 30 June 2017 (Euros 4,917 thousand at 30 June 2016).

Contributions to pension plans and group insurance policies, together with life insurance premiums paid, totalled Euros 1,327 thousand at 30 June 2017 (Euros 1,248 thousand at 30 June 2016).

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 on non-arm's length terms with Gas Natural SDG, S.A. or with Group companies.

Note 18. Contingent liabilities

In relation to the information on lawsuits and arbitration included in Note 34 "Commitments and contingent liabilities" in the consolidated annual accounts for the year ended 31 December 2016, there have been no material changes in their status during the first six months of 2017.

Note 19. Events after the reporting date

On 5 July 2017 Gas Natural Fenosa concluded a Euros 450 million loan agreement with the European Investment Bank (EIB) which will be used to finance part of the electricity distribution business and the development of renewable energy projects in Spain.

On 17 July 2017 Gas Natural Fenosa arranged a loan with the Official Credit Institute (ICO) for Euros 200 million with a term of 12 years that will be used to finance part of the investment plan included in the strategic vision 2016-2020, specifically focusing on growth in distribution networks and renewable energy generation.

APPENDIX I: CHANGES IN CONSOLIDATION SCOPE

The main consolidation scope changes during the first half of 2017 are as follows:

Company name	Operation category	Effective date of operation	Voting rights acquired /eliminated (%)	Voting rights after the operation (%)	Consolidation method after the operation
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, BV	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

The main consolidation scope changes during 2016 were as follows:

Company name	Operation category	Effective date of operation	Voting rights acquired /eliminated (%)	Voting rights after the operation (%)	Consolidation method after the operation
Renovables Aragón, S.L.U	Acquisition	1 March	100.0	100.0	Full
Alas Capital Gas Natural, S.A.	Disposal	11 March	40.0	-	-
Gas Natural Chile, S.A.	Incorporation	30 March	56.6	56.6	Full
Sociedad Inversiones Atlántico, S.A.	Incorporation	31 March	55.1	55.1	Full
Energías Especiales de Extremadura, S.L.	Liquidation	25 April	99.0	-	-
Regasificadora del Noroeste, S.A.	Disposal	28 April	11.6	-	-
Leo-Ras, S.L.	Acquisition	15 May	100.0	100.0	Full
Aprovisionadora Global de Energía, S.A.	Incorporation	1 June	36.9	36.9	Full
Unión Fenosa Financial Services USA, Llc	Liquidation	29 June	100.0	-	-
Union Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.	Acquisition	20 July	0.2	96.7	Full
Gas Natural Redes GLP, S.A.	Incorporation	21 July	100.0	100.0	Full
Enervent, S.A.	Disposal	28 July	26.0	-	-
Infraestructuras de Gas, S.A.	Disposal	29 July	85.0	-	-
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	Disposal	31 July	50.0	-	-
Vayu Ltd	Acquisition	2 August	100.0	100.0	Full
Vayu Energy, Ltd	Acquisition	2 August	100.0	100.0	Full
Vayu Energy, Ltd (UK)	Acquisition	2 August	100.0	100.0	Full
Vayu Energy B.V.	Acquisition	2 August	100.0	100.0	Full
LNG GOM Limited	Acquisition	2 August	100.0	100.0	Full
LNG International Resources Ltd	Acquisition	2 August	100.0	100.0	Full
LNG Marketing Ltd	Acquisition	2 August	100.0	100.0	Full
Gas Natural Wind 6, S.L.	Liquidation	2 August	60.0	-	-
Gas Natural Chile, S.A.	Acquisition	8 August	37.9	94.5	Full
Gasco S.A.	Disposal	8 August	55.1	-	-
Gasco GLP S.A.	Disposal	8 August	55.1	-	-
Gasmar S.A.	Disposal	8 August	35.2	-	-
Hualpén Gas S.A.	Disposal	8 August	17.6	-	-
Autogasco S.A.	Disposal	8 August	55.1	-	-
Transportes e Inversiones Magallanes S.A.	Disposal	8 August	46.9	-	-
Automotive Gas Systems S.A.	Disposal	8 August	55.1	-	-
Inversiones Invergas S.A.	Disposal	8 August	55.1	-	-
Inversiones Atlántico S.A.	Disposal	8 August	55.1	-	-
Campanario Generación S.A.	Disposal	8 August	11.0	-	-
Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Disposal	8 August	38.6	-	-
JGB Inversiones S.A.S. E.S.P.	Disposal	8 August	38.6	-	-
Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Disposal	8 August	27.0	-	-
Montagas S.A. E.S.P.	Disposal	8 August	12.9	-	-
Energas S.A. E.S.P.	Disposal	8 August	10.9	-	-
Tecnet, S.A.	Disposal	9 August	100.0	-	-
Infraestructuras Eléctricas La Mudarra, S.L.	Incorporation	31 August	39.6	39.6	Equity
CGE Gas Natural, S.A.	Incorporation	14 October	100.0	100.0	Full
GNL Quintero, S.A.	Disposal	8 November	20.0	-	-
Union Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.	Acquisition	15 December	0.2	97.0	Full
Hormigones del Norte, S.A.	Disposal	16 December	100.0	-	-
Sobral i Solar Energía SPE, Ltda	Acquisition	19 December	85.0	85.0	Full
Sertao i Solar Energía SPE, Ltda	Acquisition	19 December	85.0	85.0	Full
Inca de Varas I	Acquisition	20 December	100.0	100.0	Full
Inca de Varas II	Acquisition	20 December	100.0	100.0	Full
Gasifica, S.A.	Liquidation	27 December	100.0	-	-
Gas Galicia SDG, S.A.	Acquisition	29 December	6.9	68.5	Full
Electrificadora del Caribe S.A, E.S.P.	Loss of control	31 December	85.4	-	-
Energía Empresarial de la Costa, S.A., E.S.P.	Loss of control	31 December	85.4	-	-
Energía Social de la Costa S.A. E.S.P.	Loss of control	31 December	85.4	-	-

Gas Natural Fenosa



Consolidated Directors' Report as of 30 June 2017

1. Company situation

Gas Natural Fenosa's business model is characterised by responsible and sustainable management of all resources. Our commitment to sustainability and value creation over time is reflected specifically in our corporate responsibility policy, approved by the Board of Directors and implemented across all the Company's business processes; it comprises seven corporate responsibility commitments to stakeholders, which guide our activities: commitment to results, customer orientation, environmental protection, concern for people, health and safety, commitment to society and integrity.

Gas Natural Fenosa is an integrated energy company that supplies gas and electricity to 22 million customers. Its main purpose is to supply energy to society so as to maximise development and welfare, using innovation, energy efficiency and sustainability as the fundamental pillars of the business model. It is a leading energy company and a pioneer in the integration of gas and electricity. The business focuses on the full gas life cycle and on electricity generation, distribution and supply. There are other business lines, such as energy services, that favour diversification of activities and revenues, anticipating new market trends, meeting specific customer needs and providing an integrated service not focused only on selling energy.

Operations throughout the gas value chain provide Gas Natural Fenosa with a competitive advantage and a leading position in the sector. Our electricity management capacity and experience, combined with a unique integrated position in the gas and electricity markets, make the company a benchmark in this sector. International presence guarantees a privileged position to achieve growth in new regions that are in the process of economic development, making the Company one of the world's leading operators.

2. Business evolution and results

2.1. Milestones in the six-month period ended 30 June 2017

Net profit amounted to Euros 550 million in the first half of 2017, 14.7% less than in the same period of 2016.

Ebitda amounted to Euros 2,176 million, an 11.4% decrease on the first half of 2016 (6.6% in like-for-like terms, excluding Electricaribe). That reduction was concentrated in the Electricity business in Spain, whose performance was shaped by weather, as Gas Natural Fenosa's hydroelectric output declined by 77.3%.

On 11 January 2017, Euros 1,000 million of 10-year notes with an annual coupon of 1.375% were issued in the euromarket under the EMTN programme.

On 11 April 2017, Euros 1,000 million of 7-year notes with an annual coupon of 1.125% were issued in the euromarket under the EMTN programme; they were paid for in April 2017. In parallel, Gas Natural Fenosa tendered for its notes maturing between 2018 and 2021, with the result that the new bonds were swapped for the redeemed bonds.

On 17 May 2017, Gas Natural Fenosa, through subsidiary Gas Natural Fenosa Renovables, was awarded a total of 667 MW of wind capacity through an auction in Spain. The investment required to develop those projects and the awarded capacity a maximum of Euros 700 million.

On 5 July 2017 Gas Natural Fenosa arranged a Euros 450 million loan agreement with the European Investment Bank (EIB) with a term of 20 years and a vesting period of 4 years which will be used to finance part of the electricity distribution business and the development of renewable energy projects in Spain.

On 17 July 2017 Gas Natural Fenosa arranged a loan with the Official Credit Institute (ICO) for Euros 200 million with a term of 12 years and a vesting period of 2 years.

As of 30 June 2017, the indebtedness ratio was 46.4%, i.e. slightly higher than the ratio in 2016 (45.7%), while the net financial debt/Ebitda ratio was 3.4, in line with 2016 (excluding Electricaribe).

On 20 April 2017, the Shareholders' Meeting approved the distribution of income, consisting of allocating Euros 1,001 million out of 2016 income to dividends, the same amount as in the preceding year, representing a 74.3% payout. That is a dividend of Euros 1 per share, of which Euros 0.330 per share was paid as an interim dividend in cash on 27 September 2016 and the remaining Euros 0.670 per share was paid, also in cash, on 27 June 2017.

The Board of Directors has declared an interim dividend for 2017 of Euros 0.330 per share, to be paid entirely in cash on 27 September 2017.

2.2. Main aggregates

Financial main aggregates

	2017	2016	%
Net sales	12,283	11,409	7.7
Ebitda	2,176	2,457	(11.4)
Operating income	1,269	1,447	(12.3)
Net income attributable to equity holders of the parent company	550	645	(14.7)
Cash flow from operations (CFO)	1,406	1,600	(12.1)
Net investments	740	622	19.0
Net equity (at 30/06)	18,246	18,793	(2.9)
Net equity attributed to the equity holders of the parent company (at 30/06)	14,609	14,575	0.2
Net borrowings (at 30/06)	15,818	15,832	(0.1)

Main financial ratios

	2017	2016
Leverage	46.4%	45.7%
Ebitda / Cost of net financial debt	6.8x	6.6x
Net borrowings / Annualized Ebitda	3.4x	3.1x
Return on assets (ROA)	2.8%	2.9%

Main stock market ratios and shareholder remuneration

	2017	2016
Average number of shares (thousand)	1,000,519	1,000,689
Number of shares at end period (thousand)	1,000,689	1,000,689
Share price at 30/06 (euro)	20.49	17.67
Stock market capitalisation at 30/06 (million euro)	20,504	17,677
Earnings per share (euro)	0.55	0.64
Net equity attributed to the equity holders of the parent company per share (euro)	14.60	14.56
Price-earnings ratio (P/E)	16.4x	12.7x
EV / Annualized Ebitda	7.7x	6.6x

Main physical aggregates

	2017	2016	%
Gas distribution:			
Sales - TPA ¹ :	239,030	227,534	5.1
Europe	101,310	96,585	4.9
Latin America	137,720	130,949	5.2
Gas distribution connections points (thousand) (at 30/06):	13,717	13,361	2.7
Europe	5,796	5,760	0.6
Latin America	7,921	7,601	4.2
Electricity distribution:			
Sales - TPA ¹ :	28,284	34,685	(18.5)
Europe	17,333	17,250	0.5
Latin America (*)	10,951	17,435	(37.2)
Electricity distribution connections (thousand) (at 30/06):	8,271	10,746	(23.0)
Europe	4,595	4,565	0.7
Latin America (*)	3,676	6,181	(40.5)
ICEIT ² (minutes)	67	26	157.7
Gas:			
Gas supply (MW):	178,821	160,959	11.1
Spain	90,594	89,686	1.0
Rest of Europe	39,361	37,209	5.8
International LNG	48,866	34,064	43.5
Gas transportation – EMPL (GWh) ³	49,433	52,299	(5.5)

(*) 1H16 includes Electricaribe's contribution to the consolidated figures.

¹ Third-Party Access (electricity distributed). Includes TPA services in secondary transmission.

² Installed capacity equivalent interruption time in Spain.

³ Europe-Maghreb gas pipeline.

	2017	2016	%
Electricity:			
Electricity generated (GWh):	22,226	21,424	3.7
Spain:	13,161	12,767	3.1
Hydroelectric	737	3,244	(77.3)
Nuclear	2,185	2,104	3.8
Coal	2,832	936	202.6
CCGTs	6,141	4,986	23.2
Renewables and Cogeneration	1,266	1,497	(15.4)
International:	9,065	8,657	4.7
Hydroelectric	234	203	15.3
CCGTs	7,925	7,509	5.5
Oil – gas	600	558	7.5
Wind	306	387	(20.9)
Installed capacity (MW):	15,418	15,416	-
Spain:	12,716	12,714	-
Hydroelectric	1,954	1,954	-
Nuclear	604	604	-
Coal	2,010	2,010	-
CCGTs	7,001	7,001	-
Renewables and Cogeneration	1,147	1,145	0.2
International:	2,702	2,702	-
Hydroelectric	123	123	-
CCGTs	2,035	2,035	-
Oil – gas	310	310	-
Wind	234	234	-
Electricity supply (GWh)	17,284	18,107	(4.5)

2.3. Analysis of consolidated results

Sales

	2017	% of total	2016	% of total	% 2017/2016
Gas distribution	2,944	24.0	2,389	21.0	23.2
<i>Spain</i>	638	5.2	581	5.1	9.8
<i>Italy</i>	43	0.4	43	0.4	-
<i>Latin America</i>	2,263	18.4	1,765	15.5	28.2
Electricity distribution	2,244	18.3	2,840	24.8	(21.0)
<i>Spain</i>	420	3.4	416	3.6	1.0
<i>Moldova</i>	110	0.9	119	1.0	(7.6)
<i>Latin America</i>	1,714	14.0	2,305	20.2	(25.6)
Gas	5,513	44.8	4,527	39.7	21.8
<i>Infrastructures</i>	164	1.3	159	1.4	3.1
<i>Supply</i>	5,349	43.5	4,368	38.3	22.5
Electricity	2,952	24.0	2,926	25.7	0.9
<i>Spain</i>	2,486	20.2	2,573	22.6	(3.4)
<i>International</i>	466	3.8	353	3.1	32.0
Other activities	193	1.6	275	2.4	(29.8)
Consolidation adjustments	(1,563)	(12.7)	(1,548)	(13.6)	1.0
Total	12,283	100.0	11,409	100.0	7.7

Net sales totalled Euros 12,283 million in the first half of 2017, a 7.7% increase with respect to the same period of 2016, 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

	2017	% of total	2016	% of total	% 2017/2016
Gas distribution	882	40.5	830	33.8	6.3
<i>Spain</i>	439	20.2	424	17.3	3.5
<i>Italy</i>	29	1.3	29	1.2	-
<i>Latin America</i>	414	19.0	377	15.3	9.8
Electricity distribution	546	25.1	668	27.1	(18.3)
<i>Spain</i>	302	13.9	303	12.3	(0.3)
<i>Moldova</i>	16	0.7	25	1.0	(36.0)
<i>Latin America</i>	228	10.5	340	13.8	(32.9)
Gas	425	19.5	423	17.2	0.5
<i>Infrastructures</i>	153	7.0	146	5.9	4.8
<i>Supply</i>	272	12.5	277	11.3	(1.8)
Electricity	338	15.5	500	20.4	(32.4)
<i>Spain</i>	190	8.7	376	15.4	(49.5)
<i>International</i>	148	6.8	124	5.0	19.4
Other activities	(15)	(0.6)	36	1.5	(141.7)
Total	2,176	100.0	2,457	100.0	(11.4)

Consolidated Ebitda in the first half 2017 amounted to Euros 2,176 million, i.e. Euros 281 million (11.4%) less than in the same period of 2016. Nevertheless, the first half of 2017 does not include the figures for Electricaribe; consequently, in like-for-like terms, the reduction would be just 6.6%.

Foreign currency fluctuations in consolidation had a positive impact on Ebitda in the first half of 2017 amounting to Euros 45 million with respect to the same period of 2016, mainly due to appreciation of the Brazilian real and the Chilean peso.

Ebitda from Gas Natural Fenosa's international activities increased by 1.3% to account for 51.4% of the consolidated total, compared with 45.0% in the same period of last year. Ebitda

from operations in Spain fell by 21.8% and declined as a share of the consolidated total to 48.6%.

Operating income

	2017	% of total	2016	% of total	% 2017/2016
Gas distribution	617	48.6	582	40.3	6.0
<i>Spain</i>	287	22.6	280	19.4	2.5
<i>Italy</i>	17	1.3	17	1.2	-
<i>Latin America</i>	313	24.7	285	19.7	9.8
Electricity distribution	353	27.8	394	27.2	(10.4)
<i>Spain</i>	189	14.9	193	13.3	(2.1)
<i>Moldova</i>	13	1.0	22	1.5	(40.9)
<i>Latin America</i>	151	11.9	179	12.4	(15.6)
Gas	342	27.0	348	24.0	(1.7)
<i>Infrastructures</i>	128	10.1	122	8.4	4.9
<i>Supply</i>	214	16.9	226	15.6	(5.3)
Electricity	39	3.1	152	10.5	(74.3)
<i>Spain</i>	(45)	(3.5)	93	6.4	(148.4)
<i>International</i>	84	6.6	59	4.1	42.4
Other activities	(82)	(6.5)	(29)	(2.0)	182.8
Total	1,269	100.0	1,447	100.0	(12.3)

Depreciation and amortisation charges and impairment losses in 1H17 amounted to Euros 843 million, a 2.9% decrease year-on-year, mainly due to extending the useful lives of the combined cycle plants from 25 to 35 years.

Provisions for bad debts amounted to Euros 64 million, compared with Euros 142 million in 2016; this reduction is due basically to deconsolidating Electricaribe.

Operating income in the first half of 2017 declined by Euros 178 million (12.3%) with respect to the same period of 2016, to Euros 1,269 million; in like-for-like terms (i.e. excluding Electricaribe), the reduction was -10.4%.

Net financial income

Net financial expenses amounted to Euros 347 million in the first half of 2017, 16.4% less than in the same period of 2016 (Euros 415 million).

The breakdown of net financial income is as follows:

	2017	2016	%
Cost of net financial debt	(320)	(374)	(14.4)
Other financial expenses/revenues	(34)	(49)	(30.6)
Financial revenues Costa Rica ¹	7	8	(12.5)
Net financial income	(347)	(415)	(16.4)

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 2017 was Euros 320 million, i.e. lower than in the same period of 2016 due to deconsolidating Electricaribe and to the lower coupons on new debt issued to refinance maturing debt.

The average cost of gross financial debt is 3.7%, and 80% of the net debt is at fixed rates.

Profit/(loss) of entities recorded by equity method

Equity-accounted affiliates contributed Euros 7 million in earnings in the first half of 2017 (Euros -11 million in the same period of 2016) due to the positive contribution by Ecoeléctrica in Puerto Rico and by other holdings (Chile and renewables), which was partly offset by the negative result contributed by the Union Fenosa Gas subgroup.

Corporate income tax

The effective tax rate as of 30 June 2017, based on the best estimate of the effective tax rate for the full year, was 23.5%, the same as one year earlier.

Non-controlling interests

The main items in this account are the non-controlling interests in EMPL, International Electricity, gas distribution companies in Chile, Brazil, Colombia and Mexico, and 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 -161 million in 1H17, in line with the 2016 figure of Euros -166 million.

Net income

Net income amounted to Euros 550 million, a reduction of 14.7% with respect to the same period of 2016.

2.4. Analysis of the consolidated balance sheet

Investments

The breakdown of investments by nature is as follows:

	2017	2016	%
Investments in property, plant and equipment and intangible assets (Note 5)	737	629	17.2
Financial investments	27	26	3.8
Total gross investments	764	655	16.6
Disposals and others	(24)	(33)	(27.3)
Total net investments	740	622	19.0

Investments in property, plant and equipment and intangible assets amounted to Euros 737 million in 1H17, a 17.2% increase with respect to 1H16, due basically to greater investment in gas and electricity distribution in Latin America and in the electricity business.

Financial investments in 1H17 correspond to cash flows into investing activities in group companies, associates and business units (Euros 14 million), Compañía General de Electricidad, S.A. treasury shares acquisition (Euros 5 million) and others (Euros 8 million).

Disposals and others in 1H17 correspond to Other proceeds from investing activities (Euros 24 million).

The breakdown of investment in property, plant and equipment and intangible assets, by line of business, is as follows:

	2017	2016	% 2017/2016
Gas distribution	252	257	(1.9)
<i>Spain</i>	82	132	(37.9)
<i>Italy</i>	15	13	15.4
<i>Latin America</i>	155	112	38.4
Electricity distribution	286	252	13.5
<i>Spain</i>	106	106	-
<i>Moldova</i>	3	2	50.0
<i>Latin America</i>	177	144	22.9
Gas	30	14	114.3
<i>Infrastructures</i>	5	2	150.0
<i>Supply</i>	25	12	108.3
Electricity	143	76	88.2
<i>Spain</i>	53	39	35.9
<i>International</i>	90	37	143.2
Other activities	26	30	(13.3)
Total	737	629	17.2

The electricity distribution business accounts for 38.8% of the consolidated total, is the main target of capital expenditure, and expanded by 13.5% with respect to the same period of 2016. The electricity distribution business in Latin America accounts for 24.0% of the consolidated total and expanded by 22.9%, basically as a result of the increase in Chile.

Gas distribution accounts for 34.2% of the consolidated total and declined by 1.9% with respect to the same period of the previous year. Gas distribution in Latin America accounts for 21.0% of the consolidated total and increased by 38.4% with respect to the same period of 2016, as both maintenance and network growth investment increased in all countries.

The electricity business accounts for 19.4% of the consolidated total. Capital expenditure in Spain increased by 35.9% with respect to the same period of 2016, basically due to investment in new wind projects in the Canary Islands. Investment in Electricity International increased by 143.2%, mainly due to the development of photovoltaic projects in Brazil.

Capital expenditure outside Spain increased by 41.7% to account for 60.4% of the total (vs. 49.9% in the same period of 2016).

Investment in Spain declined by 7.3%, and its share declined to 39.6%, compared with 50.1% in 2016.

Equity and shareholder remuneration

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

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

The Board of Directors has declared an interim dividend for 2017 of Euros 0.330 per share, to be paid entirely in cash on 27 September 2017.

At 30 June 2017, Gas Natural Fenosa's shareholders' equity totalled Euros 18,246 million. Of that total, Euros 14,609 million is attributable to Gas Natural Fenosa.

Debt and finances

Evolution of net borrowings (million euros)

	30.06.17	30.06.16	%
Net borrowings	15,818	15,832	-0.08

At 30 June 2017, net interest-bearing debt amounted to Euros 15,818 million and leverage was 46.4% (Euros 15,832 million and 45.7% at 30 June 2016).

The net debt/EBITDA ratio was 3.4 and the EBITDA/net financial expenses ratio was 6.8 at 30 June 2017, evidencing that the company maintained its credit fundamentals stable with respect to the preceding year.

The detail of net borrowings is as follows:

	30.06.17	30.06.16
Non-current borrowings	14,485	14,798
Current borrowings	2,857	3,884
Cash and cash equivalents	(1,455)	(2,763)
Derivatives	(69)	(87)
Net borrowings	15,818	15,832

Net debt maturities (Euros million)

	2017	2018	2019	2020	2021 and thereafter
Net debt maturities	195	1,801	2,463	2,310	9,049

The above table shows Gas Natural Fenosa's net debt maturities at 30 June 2017.

A total of 87.4% of the net interest-bearing debt matures in or after 2019. The average term of the debt is 5.6 years.

Of the net financial debt, 8.5% is short term and the other 91.5% is long term.

The breakdown of the net borrowings by currency at 30 June 2017, in absolute and relative terms, is as follows:

(Euros million)	30.06.2017	%
EUR	12,693	80.2
CLP	1,506	9.5
USD	921	5.8
MXN	316	2.0
BRL	277	1.8
COP	97	0.6
Others	8	0.1
Total net borrowings	15,818	100.0

Main financial transactions

As part of the ongoing process of optimising interest-bearing debt, on 11 January 2017 Gas Natural Fenosa, through its Euro Medium Term Notes (EMTN) programme, issued notes amounting to Euros 1,000 million, maturing in January 2027, with an annual coupon of 1.375%.

To that same end, Euros 3,624 million in bilateral bank transactions were renegotiated during the period, of which Euros 684 were loans and the remainder were credit lines.

In April 2017 Gas Natural Fenosa issued bonds under its EMTN programme amounting to Euro 1,000 million maturing in seven years and with a coupon of 1.125%. This amount was used to implement the repurchase of debentures for Euros 1,000 million maturing in 2018, 2020 and 2021.

After the closing date some other transactions have been signed, including two long-term transactions with institutional banks: one maturing in 20 years with 4 years of vesting period and amounting to Euro 450 million with European Investment Banks (EIB) and the other maturing in 12 years with 2 years of vesting period amounting to Euro 200 million with the Official Credit Institute (ICO).

Transactions amounting to Euros 657 million were performed in Latin America, including notably a Euros 196 million (MXN 4,000 million) 3- and 5-year debt issue in Mexico, and a Euros 105 million (USD 120 million) 5-year issue in Panama.

For the purposes of managing interest rates, to complement the debt originated at fixed rates, long-term interest rate hedges have been arranged in order to have 80% of the debt at fixed rates.

Credit rating

The credit ratings of Gas Natural Fenosa's short-term and long-term debt are as follows:

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

Liquidity and capital funds

At 30 June 2017, cash and cash equivalents together with available bank finance totalled Euros 9,607 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	7,656	469	7,187
Uncommitted credit lines	506	43	463
Undrawn loans	502	-	502
Cash and cash equivalents	-	-	1,455
Total	8,664	512	9,607

Additionally, at 30 June 2017, the company had Euros 6,207 million available in the form of shelf registrations for financial instruments, including Euros 3,895 million in the Euro Medium Term Notes (EMTN) programme; Euros 500 million in the Euro Commercial Paper (ECP) programme; and a combined Euros 1,812 million in the stock market certificates programmes on the Mexico Stock Exchange, the commercial paper programme on the Panama Exchange, the straight bonds programme in Colombia and the bond lines in Chile.

2.5. Analysis of results by activity

Gas distribution

2.5.1 Gas distribution Spain

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

Results

	2017	2016	%
Net sales	638	581	9.8
Procurement	(50)	(9)	-
Net personnel expenses	(39)	(39)	-
Other expenses/revenues	(110)	(109)	0.9
EBITDA	439	424	3.5
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(148)	(144)	2.8
Change in operating provisions	(4)	-	-
Operating income	287	280	2.5

Net sales in the gas distribution business totalled Euros 638 million, Euros 57 million more than in the same period last year, due basically to the LPG business, which completed the acquisition of distribution points in the fourth quarter of 2016.

The increase in the LPG business required a larger number of shiploads to meet the higher demand.

These factors, coupled with the positive impact of efficiency measures on operating expenses, resulted in a 3.5% increase in EBITDA.

Main aggregates

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

	2017	2016	%
Sales – TPA (GWh)	98,913	94,396	4.8
LPG sales (ton)	85,223	14,064	-
Distribution network (km)	53,042	51,694	2.6
Increase in connection points (thousand)	23	36	(36.1)
Connection points (thousand) (at 30/06)	5,336	5,302	0.6

Regulated gas sales increased by 4.8% (+4,517 GWh).

Residential demand was 1,499 GWh (6%) lower than in the same period of 2016.

Demand growth was concentrated in the industrial market. Demand under 60 bars increased by 8% (+3,715 GWh). Demand for transportation and industrial consumption over 60 bar increased by 10% (+2,301 GWh).

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

In the first half of 2017, the distribution network expanded by 1,086 km.

2.5.2 Gas distribution Italy

The business in Italy includes regulated distribution of gas.

Results

	2017	2016	%
Net sales	43	43	-
Procurement	-	-	-
Net personnel expenses	(6)	(6)	-
Other expenses/revenues	(8)	(8)	-
EBITDA	29	29	-
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(12)	(12)	-
Change in operating provisions	-	-	-
Operating income	17	17	-

EBITDA amounted to Euros 29 million, in line with the same period of 2016, since remuneration was stable in 2017 following the update in WACC recognised by the Italian regulator in 2016 as a result of the decline in the risk-free rate.

Main aggregates

	2017	2016	%
Sales – TPA (GWh)	2,397	2,189	9.5
Distribution network (km)	7,291	7,210	1.1
Connection points (thousand) (at 30/06)	460	458	0.4

A total of 2,397 GWh of gas were distributed, i.e. 9.5% more than in 2016, due to favourable weather conditions.

The distribution grid expanded by 26 km in the last six months, to 7,291 km at 30 June 2017.

Gas Natural Fenosa has 460,340 gas distribution connection points in Italy, a slight increase with respect to the previous year.

2.5.3 Gas distribution Latin America

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

Results

	2017	2016	%
Net sales	2,263	1,765	28.2
Procurement	(1,606)	(1,185)	35.5
Net personnel expenses	(68)	(60)	13.3
Other expenses/revenues	(175)	(143)	22.4
EBITDA	414	377	9.8
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(88)	(79)	11.4
Change in operating provisions	(13)	(13)	-
Operating income	314	285	9.8

Revenues increased by 28.2% to Euros 2,263 million, affected by appreciation of the main Latin American currencies.

EBITDA amounted to Euros 414 million, an increase of 9.8% with respect to the same period of the previous year, impacted by currency performance in Argentina (-6.7%), Mexico (-4.4%), Colombia (9.2%), Brazil (16.6%) and Chile (7.1%). Excluding the effect of currency fluctuations, EBITDA would have increased by 3.4%.

Brazil contributed 31.4% of total EBITDA. Adjusting for the currency effect, EBITDA increased by 7.8%. Dispatching and TPA for thermal power plants was 2.3% higher than in the second quarter of 2016, while gas sales in the residential-commercial market were down 3.1% year-on-year. In contrast, the change in trend in the industrial sector with respect to 2016 persisted in the second quarter, with 6.8% growth; additionally, sales of automotive natural gas increased by 11.1% year-on-year as it proved more competitive than liquid fuels.

Mexico accounted for 22.2% of total EBITDA in this business. Excluding the exchange rate effect, Mexico's EBITDA increased by 15.4%, and the sales margin increased by 16.7%, with growth in all markets.

EBITDA in Colombia amounted to Euros 72 million, a 22.9% decline year-on-year (excluding the exchange rate effect) as a result of the lower commercialisation margin in the secondary market. This market registered atypically good performance in the first half of 2016 due to the El Niño phenomenon, which produced a sharp decline in hydroelectric output.

Chile contributed Euros 103 million in EBITDA (+12.1% at constant exchange rates), basically due to an increase in the volume of sales in the residential-commercial segment, i.e. 24.9% of total EBITDA from Latin America.

EBITDA in Argentina amounted to Euros 19 million, in line with the same period of 2016, following the entry into force on 1 April 2017 of a new tariff table for all markets, even though the new tariff will be implemented in three stages. Excluding the currency effect, EBITDA would have increased by 10.1%. Overall sales volumes increased by 7.0% in the first half, concentrated particularly in the TPA market, which registered 6.5% growth.

Main aggregates

The main physical aggregates in gas distribution in Latin America were as follows:

	2017	2016	%
Gas activity sales (GWh):	137,720	130,949	5.2
Gas sales at the tariff	77,629	74,903	3.6
TPA	60,091	56,046	7.2
Distribution network (km)	83,689	81,866	2.2
Increase in connection points (thousand)	148	153	(3.3)
Connection points (thousand) (at 30/06)	7,921	7,601	4.2

The main physical aggregates by country as of 30 June 2017 are as follows:

	Argentina	Brazil	Chile	Colombia	Mexico	Total
Gas activity sales (GWh):	34,880	37,197	23,611	13,245	28,787	137,720
Increase v. 1H16 (%)	7.0	4.4	0.8	(5.5)	13.8	5.2
Distribution network (km)	25,749	7,382	7,092	22,081	21,385	83,689
Increase vs. 30/06/2016 (km)	175	73	195	431	949	1,823
Connection points (thousand) (at 30/06)	1,642	1,058	593	2,912	1,716	7,921
Increase vs. 30/06/2016 (thousand)	22	48	24	110	116	320

There were a total of 7.921 million gas distribution connections at 30 June 2017. Customer numbers increased by 320 thousand year-on-year, notably in Colombia and Mexico.

Sales in the gas activity in Latin America, which includes both gas sales and TPA (third-party access) services, totalled 137,720 GWh, i.e. higher than the same period of 2016, particularly due to higher sales in Mexico.

The distribution grid expanded by 1,823 km (+2.2%) in the last 12 months, to 83,689 km at the end of June 2017. This sizeable expansion is attributable most notably to Mexico, which added 949 km, and Colombia, which added 431 km.

Highlights of this area in 2016:

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

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

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

Completion of the RTI process and application of the new tariffs will normalise the company in economic and financial terms.

- In Brazil, new residential-commercial customer additions declined by 2.1% year-on-year in the first half due to large number of additions of new buildings in 2016 on the occasion of the Olympic Games. Sales increased by 4.4% due to the higher sales of automotive natural gas, which expanded by 11.1% as this fuel was more competitive than liquid fuels and also because of the increase in vehicle conversions in the period; sales to the industrial market grew by 6.8% against the backdrop of a macroeconomic recovery, while the power generation and TPA market expanded by 2.3% due to the greater utilisation of thermal power plants. In contrast, sales in the residential and commercial market declined by 3.1%, mainly as a result of lower consumption by large retailers.
- In Colombia, gas and TPA sales declined by 5.5% year-on-year, due mainly to an 8.4% decline in the industrial market as a result of the atypical sales volume in the secondary market in the first six months of 2016. Residential-commercial customer numbers increased by 50,057 net in the first half of 2017, which represented a 13.0% decrease year-on-year, basically in the new building segment, as a result of the deceleration in building completion caused by the market contraction.

In relation to unregulated businesses in Colombia they experienced a 5.8% decrease in margins with respect to the first half of 2016. The energy solutions business shrank by 34.9% due to negative performance by mobility products, partly offset by a 36.7% improvement in the margin in the residential and SME market, basically due to the product Servigas.

- Mexico continued to implement the growth acceleration plan, having increased customer numbers by 8% and made progress in all segments in the first half of the year. Gas sales increased by 13.8%, mainly in the TPA market, while the industrial market expanded by 7.9% due to growth in customer numbers and sales; in contrast, consumption in the residential-commercial market shrank by 2.7%.

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

- The number of supply connections in Chile increased by 24 thousand, including growth in the residential-commercial (4.1%) and industrial (0.6%) segments with respect to the first half of 2016. As for gas sales and TPA, the strongest growth was observed in the residential-commercial (6.9%) and industrial (3.4%) segments, while TPA sales declined by 0.6% year-on-year.

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

In this context of legal certainty, the aggressive expansion plan has been stepped up since February 2017, with a substantial increase in investment in established territories, where the goal is to increase saturation, and the introduction of gas to new regions throughout the country.

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

- In Peru, the company continues development work after rescheduling the beginning of commercial operations (originally planned for the third quarter of the year), which depends on completion of construction of the gas terminal.

As a result of the concession awarded in July 2013, Gas Natural Fenosa will supply energy to an area in south-west Peru that is not yet connected to the gas grid and expects to supply natural gas to over 80,000 households.

Electricity distribution

2.5.4 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 Gas Natural Fenosa's distribution network.

Results

	2017	2016	%
Net sales	420	416	1.0
Procurement	-	-	-
Net personnel expenses	(50)	(45)	11.1
Other expenses/revenues	(68)	(68)	-
EBITDA	302	303	(0.3)
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(113)	(110)	2.7
Change in operating provisions	-	-	-
Operating income	189	193	(2.1)

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

Net revenues amounted to Euros 420 million, i.e. 1.0% more than in the same period of 2016, due to application of the aforementioned Ministerial Orders and to the accrual of investments that were brought into operation.

EBITDA amounted to Euros 302 million in the first half of 2017, a 0.3% decline with respect to the same period of 2016, due to the 11.1% increase in net personnel expenses caused by the implementation of business efficiency measures that will have a positive impact in subsequent periods.

Main aggregates

	2017	2016	%
Electricity sales (GWh): TPA	15,977	15,934	0.3
Connection points (thousand) (at 30/06)	3,712	3,692	0.5
ICEIT (minutes)	67	26	-

Electricity supplied in the first half of 2017 was in line with the same period of 2016, due to the warm weather. Domestic demand amounted to 123,313 GWh in the first half, a 1.2% increase, according to figures from Red Eléctrica de España (REE).

The number of supply points increased by 10,492 net in the first half of 2017.

The ICEIT outage indicator increased sharply with respect to 2016 due to storms in Galicia in February 2017, where wind speeds reached 178 km/hour, with close to 400,000 customers being affected at times. This effect was mitigated by good ICEIT performance in the second quarter. Galicia accounted for 89% of Gas Natural Fenosa's total outage time.

As of 30 June 2017, smart meters accounted for 92% of the total, and 87% of meter readings are performed on a remote basis. The plan is to achieve 100% smart meters and remote readings in the residential market in 2018.

2.5.5 Electricity distribution in Moldova

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

Results

	2017	2016	%
Net sales	110	119	(7.6)
Procurement	(84)	(86)	(2.3)
Net personnel expenses	(4)	(3)	33.3
Other expenses/revenues	(6)	(5)	20.0
EBITDA	16	25	(36.0)
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(3)	(3)	-
Change in operating provisions	-	-	-
Operating income	13	22	(40.9)

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

The decline in EBITDA in the first half of 2017 is due to the regulator's adjustment to investments made in 2015 in the tariff approved in March 2017 and to the reform of the distribution tariff methodology applied from May 2017 onwards.

Main aggregates

	2017	2016	%
Electricity sales (GWh) – tariff sales	1,356	1,316	3.0
Connection points (thousand) (at 30/06)	883	873	1.1

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

- Electricity supplied increased by 3.0% in 2017 as consumption increased because of the colder winter this year.
- The number of supply connections totalled 883,415, i.e. an increase of 1.1% with respect to the same period of 2016, primarily as a result of growth in the real estate sector.

2.5.6 Electricity distribution Latin America

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

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

Results

	2017	2016	%
Net sales	1,714	2,305	(25.6)
Procurement	(1,299)	(1,696)	(23.4)
Net personnel expenses	(73)	(100)	(27.0)
Other expenses/revenues	(114)	(169)	(32.5)
EBITDA	228	340	(32.9)
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(63)	(76)	(17.1)
Change in operating provisions	(14)	(85)	(83.5)
Operating income	151	179	(15.6)

EBITDA from electricity distribution in Latin America totalled Euros 228 million. Excluding Colombia's contribution to EBITDA in the first half of 2016, EBITDA in this business would have increased by 6.5%, mainly as a result of the appreciation by the Chilean peso.

At constant exchange rates and in like-for-like terms, excluding Electricaribe, EBITDA would have increased by 0.9%.

EBITDA in Panama amounted to Euros 55 million in 2017, a 16.7% decline at constant exchange rates. This variation was mainly due to refunds to customers of revenues corresponding to the tariff for the period 2002-2006, to a greater impact of power losses, and to other effects on the price, notably the higher revenues received in the first half of 2016 as a result of recognition, by the regulator, of extraordinary generation costs corresponding to the year 2015.

EBITDA in Chile and Argentina (CGE) amounted to Euros 173 million, a Euros 13 million increase at constant exchange rates.

Main aggregates

	2017	2016	%
Electricity sales (GWh):	10,951	17,435	(37.2)
Tariff electricity sales	10,130	16,325	(37.9)
TPA	821	1,110	(26.0)
Connection points (thousand) (at 30/06)	3,676	6,181	(40.5)

Electricity sales amounted to 10,951 GWh, a 37.2% decline, basically due to deconsolidating Electricaribe (Colombia). But for that effect, sales would have risen by 1.2%.

Sales in Panama increased slightly (+0.4%) in year-on-year terms. Temperatures in the first half of the year were above the historical average, which attenuated growth in consumption.

The main physical aggregates by country as of 30 June 2017 are as follows:

	Argentina	Chile	Panama	Total
Electricity sales (GWh):	977	7,446	2,528	10,951
Increase vs. 1H16 (%)	(2.0)	2.0	0.4	(37.2)
Connection points (thousand)	224	2,824	628	3,676
Increase vs. 30/06/2016 (thousand)	6	78	25	(2,505)

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

Electricity transmission in Chile

	2017	2016	%
Electricity transmitted (GWh)	7,396	7,531	(1.8)
Transmission network (km)	3,528	3,528	-

Power transmission in Chile decreased by 1.8% year-on-year, mainly due to lower activity in the first half. The transmission grid is 3,528 km long, the same as at 30 June 2016.

Gas

2.5.7 Infrastructure

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

Results

	2017	2016	%
Net sales	164	159	3.1
Procurement	-	(1)	-
Net personnel expenses	(3)	(2)	50.0
Other expenses/revenues	(8)	(10)	(20.0)
EBITDA	153	146	4.8
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(25)	(24)	4.2
Change in operating provisions	-	-	-
Operating income	128	122	4.9

Net sales in the infrastructure business totalled Euros 164 million in the first half of 2017, a 3.1% increase with respect to the same period of the previous year.

EBITDA increased by 4.8% year-on-year to Euros 153 million, mainly as a result of the increase in the international shipping tariff on the Maghreb-Europe pipeline and the positive USD exchange rate effect.

Main aggregates

The main aggregates in international gas transportation are as follows:

	2017	2016	%
Gas transport-EMPL (GWh):	49,433	52,299	(5.5)
Portugal-Morocco	20,441	19,988	2.3
Spain (Gas Natural Fenosa)	28,992	32,311	(10.3)

The gas transportation activity conducted in Morocco through companies EMPL and Metragaz represented a total volume of 49,433 GWh, 5.5% less than in the same period last year. Of that figure, 28,992 GWh were shipped for Gas Natural Fenosa through Sagane and 20,441 GWh for Portugal and Morocco.

Gas Natural Fenosa owns 14.9% of Medgaz, the company that owns and operates the Algeria-Europe subsea gas pipeline connecting Beni Saf with the Almería coast (capacity: 8 bcm/year). The corresponding capacity is associated with a new supply contract amounting to 0.8 bcm/year. A total of 3,790 GWh were shipped via the Medgaz pipeline for Gas Natural Fenosa in 1H17.

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

2.5.8 Supply

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

Results

	2017	2016	%
Net sales	5,349	4,368	22.5
Procurement	(4,903)	(3,936)	24.6
Net personnel expenses	(41)	(37)	10.8
Other expenses/revenues	(133)	(118)	12.7
EBITDA	272	277	(1.8)
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(38)	(28)	35.7
Change in operating provisions	(20)	(23)	(13.0)
Operating income	214	226	(5.3)

Net sales amounted to Euros 5,349 million, a 22.5% increase with respect to the same period of last year. EBITDA amounted to Euros 272 million, in line with the same period of the previous year.

Market context

Spanish gas market demand reached 168,233 GWh in the first half of 2017 (157,936 GWh in the same period of 2016), of which 30,004 GWh relate to the residential market (31,317 GWh in 2016), 111,124 GWh to the industrial market and supplies to third-party (103,989 GWh in 2016) and 27,105 GWh to the electricity market (22,630 GWh in 2016).

Evolution of the main gas market price indices is set out below:

	2017	2016	%
Brent (USD/bbl)	51.8	39.7	30.5
Henry Hub (USD/MBtu)	3.2	2.0	60.0
NBP (USD/MBtu)	5.4	4.5	20.0
TTF (EUR/MWh)	17.4	13.2	31.8

Main aggregates

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

	2017	2016	%
Gas supply (MW):	178,821	160,959	11.1
Spain:	90,594	89,686	1.0
Gas Natural Fenosa supply	71,496	71,164	0.5
Residential	15,793	16,850	(6.3)
Industrial	47,457	47,980	(1.1)
Electricity	8,246	6,334	30.2
Supplies to third parties	19,098	18,522	3.1
International:	88,227	71,273	23.8
Europe wholesale	37,275	35,324	5.5
Europe retail	2,086	1,885	10.7
Other foreign	48,866	34,064	43.5
Energy services contracts (thousand) (at 30/06)	2,884	2,816	2.4
Share of supply market in Spain	42.5%	45.0%	(5.8)

Gas supply

Wholesale supply by Gas Natural Fenosa totalled 160,943 GWh, a 13.2% increase, basically due to the international business (+24.1%).

Gas Natural Fenosa supplied 74,802 GWh of gas to end customers in Spain, i.e. 2.7% more than in the same period of the previous year.

International gas supply amounted to 86,141 GWh in the first half of 2017, a 24.1% increase year-on-year, driven particularly by international LNG supply.

In the organised market in gas through MIBGAS, DA (day-ahead) and WD (within day) contracts became more firmly established and there was an increase in liquidity driven by actions proposed by the system operator (GTS) to achieve equilibrium in the gas balance; Gas Natural Comercializadora is one of the few active participants in this market. Additionally, the figure of "voluntary market maker" was created in January 2017, giving the market greater liquidity and depth.

In the first quarter of 2017, Gas Natural Fenosa participated in the auction for underground storage capacity for the period from April 2017 to March 2018. Gas Natural Fenosa was awarded 10.3 TWh of capacity, i.e. 46.2% of the total capacity contracted via direct assignment.

Gas Natural Europe has a strong position in natural gas supply in Europe, with a presence in France, Belgium, Ireland, Italy, Luxembourg, Portugal, the Netherlands and Germany. It is also an active trader in these countries' liquid markets, enabling Gas Natural Fenosa to optimise its position and seize opportunities in European markets.

Sales in France in 2017 amounted to 19.5 TWh, to customers in numerous segments such as industry, local government and the public sector. Sales in Belgium, Luxembourg, the Netherlands and Germany amounted to 9.0 TWh in the same period.

Gas Natural Fenosa is also active in the wholesale market in Italy and Ireland, where it sold 4.8 TWh and 0.8 TWh, respectively, in the first half of 2017.

Gas Natural Fenosa is still Portugal's second-largest operator (and its largest foreign operator), with a 15% market share, and it sold 3.1 TWh in the first half of 2017. Its activities are focused in the industrial market, where it has a share of over 17%.

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

In the retail market, Gas Natural Fenosa focuses on meeting its customers' energy needs. With a range of quality products and services, it has 12.3 million active gas, electricity and maintenance contracts, of which 579 thousand are in Italy.

In the Italian retail market, Gas Natural Fenosa has a portfolio of 434,753 gas supply contracts and 52,272 electricity supply contracts, with an overlap of 27 thousand between the two. Additionally, 91,856 customers have a maintenance contract.

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

With a strong focus on continued growth in the retail business, the company sells products and services throughout Spain, having signed 849 thousand new contracts in 2017.

In the domestic gas segment, GNF updates its product portfolio with a view to offering electricity and natural gas tariffs that are tailored to each customer's profile. New products meet needs as a function of customers' energy usage, preferred form of payment, usage patterns over time and their interest in consuming renewable energy .

In the highly competitive SME market, Gas Natural Fenosa is adapting to customers' needs by expanding customised price offers in this segment, which attained 1.5 TWh/year in the second quarter. It also expands, updates and pursues flexibility in its product portfolio in order to match customer profiles as closely as possible through products indexed to pool prices, fixed-price products for business, and eco-type products.

In the SME segment, Gas Natural Fenosa distinguishes itself from competitors by offering its Energy Saving Service, which enables customers to optimise their contracted power and save. Over 114,000 SME customers have received consulting services in 2017. Additionally, the portfolio of gas and electricity maintenance services for SMEs continues to expand, having attained 28,000 contracts.

The broad, diversified offering of services for residential and SME customers has enabled the company to increase the number of active contracts to 2.8 million, managed through the group's own operating platform with 112 associated firms connected via an online system, through which it provides an excellent service and satisfies even the most demanding customers. As a

result of this performance, the portfolio of energy and services contracts in the retail segment increased in value.

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

Gas Natural Fenosa continues to develop its own network of natural gas service stations that are open to the public; at the end of June 2017, it had 49 service stations (both compressed and liquefied natural gas). A total of 28 stations are open to the public and 21 are private.

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

Unión Fenosa Gas

Gas supplied in Spain by Unión Fenosa Gas (equity method, figures expressing 100%) amounted to 21,885 GWh in 1H17, compared with 17,083 GWh in the first half of the previous year. Additionally, a total of 12,537 GWh of energy was traded in international markets in the first half of 2017, compared with 10,792 GWh in 2016.

Electricity

2.5.9 Electricity in Spain

The electricity business in Spain includes electricity generation in Spain, electricity wholesale and retail in Spain's deregulated market, and electricity supply at the "voluntary price for small consumers" (PVPC).

Results

	2017	2016	%
Net sales	2,486	2,573	(3.4)
Procurement	(1,915)	(1,834)	4.4
Net personnel expenses	(68)	(68)	-
Other expenses/revenues	(313)	(295)	6.1
EBITDA	190	376	(49.5)
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(224)	(263)	(14.8)
Change in operating provisions	(11)	(20)	(45.0)
Operating income	(45)	93	(148.4)

Net sales in the electricity business in Spain amounted to Euros 2,486 million, 3.4% less than in the same period of the previous year, while EBITDA amounted to Euros 190 million, 49.5% less than in the same period last year.

EBITDA performance was shaped by weather, as Gas Natural Fenosa's hydroelectric output shrank by 77.3%, since 2017 is proving to a very dry year, in contrast with 2016, which was classified as very wet. It was also affected by higher taxes caused by high market prices.

Depreciation, amortisation and impairment expenses amounted to Euros 224 million, a decline of Euros 39 million (-14.8%) with respect to the same period of the previous year, basically because of extending the useful lives of the combined cycle plants from 25 to 35 years on 1 January 2017 following technical surveys completed in the first quarter, in line with the practices adopted by the leading players in the industry.

Market context

Overall, demand in the first half of 2017 was 1.1% higher than in the same period of the previous year (1.6% after adjusting for the leap year effect).

The balance of physical interchanges amounted to 5,073 GWh in the first half of 2017, compared with 3,723 GWh in the same period of the previous year.

Year-to-date consumption for pumped storage amounted to 2,069 GWh, i.e. 40.4% less than in 1H16 due to high market prices in comparison with the first half of last year.

Net domestic electricity output declined by 1.2% with respect to the first half of 2016.

Renewable output declined by 25.8% in the first half of 2017 and covered 36.4% of demand, compared with 49.6% in 2016.

Wind output in the first half amounted to 25,184 GWh (-12.0% with respect to the same period of 2016) and covered 20.1% of demand, three points less than in the same period of 2016.

Non-renewable generation output increased by 22.8% in the first half.

The thermal gap increased by 67.7% in the first half, i.e. 10.2 points higher in the same period of 2016 (25.7% vs. 15.5%).

Nuclear output increased by 3.3% in the first half.

Coal-fired output increased by 98.8%. Year-to-date, utilisation of the former capacity guarantee units was 39%, compared with 55% for other coal-fired units.

CCGT output increased by 33.3% in the first half of 2017. CCGT output covered 9.7% of demand in the first half, i.e. 2.5 points more than in the first half of 2016.

Non-renewable thermal, cogeneration and waste-to-power experienced an increase of 11.3% in 1H17 with respect to the same period of last year.

The weighted average price in the electricity pool was Euros 52.9 €/MWh in the first half of 2017, i.e. 71.8% more than in the same period of 2016.

Movements in the main electricity and related market price indices (in addition to the indices mentioned in point 2.5.8.) are set out below:

	2017	2016	%
Arithmetic average daily market price (EUR/MWh)	51.3	30.1	70.4
Coal API 2 CIF (USD/t)	78.9	47.0	67.9
CO ₂ EUA (EUR/ton)	5.0	5.7	(12.3)

Main aggregates

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

	2017	2016	%
Installed capacity (MW):	12,716	12,714	-
Generation:	11,569	11,569	-
Hydroelectric	1,954	1,954	-
Nuclear	604	604	-
Coal	2,010	2,010	-
CCGTs	7,001	7,001	-
Renewable and cogeneration output:	1,147	1,145	0.2
Wind	979	977	0.2
Small hydroelectric	110	110	-
Cogeneration and other	58	58	-
Electricity generated (GWh):	13,161	12,767	3.1
Generation:	11,895	11,270	5.5
Hydroelectric	737	3,244	(77.3)
Nuclear	2,185	2,104	3.8
Coal	2,832	936	202.6
CCGTs	6,141	4,986	23.2
Renewable and cogeneration output:	1,266	1,497	(15.4)
Wind	987	1,135	(13.0)
Small hydroelectric	240	334	(28.1)
Cogeneration and other	39	28	39.3
Power generation availability factor (%)	92.1	84.3	7.8 p.p.
Electricity sales (GWh):	17,284	18,107	(4.5)
Liberalised market	14,674	15,454	(5.0)
PVPC/Regulated	2,610	2,653	(1.6)
Market share of generation	16.5	15.7	0.8 p.p.

Gas Natural Fenosa generated 13,161 GWh of electricity in mainland Spain, i.e. 3.1% more than in the same period of 2016 (5.5% more, considering only conventional sources).

Conventional hydroelectric output totalled 737 GWh in the first half, 77.3% less than in the same period of 2016.

The year could be classified as extremely dry, with an exceedance probability of 99%; i.e. 99 out of 100 years would be wetter than 2017.

Reservoirs in the Gas Natural Fenosa watersheds were at 34% of capacity, 21 points lower than at the same point in 2016.

Nuclear output increased by 3.8%.

Coal-fired output tripled, having increased by 202.6%, with 33% total capacity utilisation.

CCGT output increased by 23.2% in the first half of the year. Gas Natural Fenosa's CCGT utilisation in the first half was 20%, almost double that of the industry as a whole.

Emissions⁴ of CO₂ in the second quarter of 2017 from Gas Natural Fenosa's coal-fired power plants and CCGTs that are affected by the regulation governing greenhouse gas emission trading totalled 5 million tons. This significant increase was due mainly to greater utilisation of coal-fired plants.

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

Gas Natural Fenosa's share of conventional output was 16.5% in the first half of 2017, 0.8 points more than in the same period of 2016.

In the area of renewables and cogeneration, in 2017 Gas Natural Fenosa Renovables (GNF Renovables) commenced construction of 7 of the 13 wind farms registered under the maximum quota of 450 MW authorised by the Ministry of Industry, Energy and Tourism for the Canary Islands. These 7 farms under construction will have a combined installed capacity of 27 MW. This capacity will enjoy a special remuneration system, conditional upon it being commissioned by 31 December 2018. At the same time, work continues to obtain the necessary permits to begin building the other 6 wind farms in the second half of 2017.

Additionally, Gas Natural Fenosa was awarded a total of 667 MW of wind capacity in an auction held by the Spanish government on 17 May, in which the leading domestic energy companies and numerous developers participated. Gas Natural Fenosa obtained 22% of the auctioned capacity, which enhances the group's pipeline, on which it has been working in recent years, enabling it to configure a very competitive, optimised portfolio of projects. The development and construction of these projects will cost a maximum of Euros 700 million and they must be commissioned by December 2019.

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

The Ministerial Order establishing the criteria for remunerating cogeneration plants based on slurry was published in June 2017. The first impact of this publication is that part of the remuneration that was repaid to the CNMC in 2014-2016 amounting to Euros 8 million.

The Order also makes it possible to make decisions as to bringing this cogeneration technology, which is currently mothballed, back into production either fully or partially.

⁴ Greenhouse gases

2.5.10 International Electricity

Encompasses all of the international power generation assets and holdings in Mexico, Puerto Rico, the Dominican Republic, Panama, Costa Rica and Kenya and its power generation projects in Australia, Chile and Brazil, as well as assets operated for third parties via group company O&M Energy.

Results

	2017	2016	%
Net sales	466	353	32.0
Procurement	(259)	(166)	56.0
Net personnel expenses	(20)	(22)	(9.1)
Other expenses/revenues	(39)	(41)	(4.9)
EBITDA	148	124	19.4
Depreciation, amortisation and impairment expenses	(64)	(65)	(1.5)
Change in operating provisions	-	-	-
Operating income	84	59	42.4

EBITDA in 1H17 amounted to Euros 148 million, up 19.4% compared with the previous year, due mainly to higher EBITDA contribution of Mexico.

Depreciation, amortisation and impairment expenses amounted to Euros 64 million, a decline of 1.5% with respect to the same period of the previous year, basically because of extending the useful lives of the combined cycle plants from 25 to 35 years on 1 January 2017 following technical surveys completed in the first quarter, in line with the practices adopted by the leading players in the industry, partly offset by foreign currency conversion effect.

EBITDA in Mexico increased by 27.7% because the contribution margin increased, basically due to higher spare capacity, better availability, better performance, and favourable trends in the contracts' benchmark indices. Additionally, results at Bii Hioxo improved due to more efficient management of the sales mix.

EBITDA in the Dominican Republic declined by 26.8% due to the effect on margins of lower output and lower spot market prices after expiration of the PPA⁵ with the distribution companies.

EBITDA in Panama increased by 15.9% due to higher precipitation in the areas where the plants are located.

Kenya experienced a 20.4% year-on-year increase in EBITDA as output increased due to greater dispatching.

⁵ PPA: Power Purchase Agreement.

Main aggregates

The main aggregates are as follows:

	2017	2016	%
Installed capacity (MW):	2,702	2,702	-
Mexico (CC)	2,035	2,035	-
Mexico (wind)	234	234	-
Costa Rica (hydroelectric)	101	101	-
Panama (hydroelectric)	22	22	-
Dominican Republic (oil-fired)	198	198	-
Kenya (oil-fired)	112	112	-
Electricity generated (GWh):	9,065	8,657	4.7
Mexico (CC)	7,925	7,509	5.5
Mexico (wind)	306	387	(20.9)
Costa Rica (hydroelectric)	196	170	15.3
Panama (hydroelectric)	38	33	15.2
Dominican Republic (oil-fired)	466	485	(3.9)
Kenya (oil-fired)	134	73	83.6
Availability factor (%)			
Mexico (CC)	95.6	89.2	6.4 p.p.
Costa Rica (hydroelectric)	96.8	94.1	2.7 p.p.
Panama (hydroelectric)	90.1	92.7	-2.6 p.p.
Dominican Republic (oil-fired)	92.1	89.5	2.6 p.p.
Kenya (oil-fired)	97.8	95.1	2.7 p.p.

Output in Mexico increased year-on-year as a result of the different schedule of maintenance shutdowns and greater sales of surplus energy, mainly from Norte Durango and Tuxpan, which began selling surplus power in February 2017. These effects were offset by lower output at Bii Hioxo because of lower winds. Differences in maintenance calendars between years resulted in higher availability than last year.

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

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

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

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

Ecoeléctrica, the CCGT plant in Puerto Rico (equity accounted), increased its contribution to the consolidated figures to Euros 29 million (from Euros 21 million) as a result of higher capacity revenues. Output in the first half of 2017 amounted to 1,636 GWh (100%), in line with the same period of 2016 (1,646 GWh).

3. Main risks and uncertainties

3.1. Operating risks

3.1.1. Regulatory risk

Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa performs them.

Legislation applicable to the natural gas and electricity sectors in the countries in which Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa'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 Gas Natural Fenosa, its compliance might be questioned or appealed and, in the event that an infringement were proven, there might be a material adverse impact on Gas Natural Fenosa's business, prospects, profits, grants and financial position.

Regulatory risk management is founded on smooth communication between Gas Natural Fenosa and regulators. Additionally, in the course of its regulated activities, Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa is obligated to purchase certain annual volumes of gas ("take-or-pay" clauses). Under such contracts, even if Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa'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, Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa's operating costs.

In the electricity business, Gas Natural Fenosa'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 Gas Natural Fenosa's generating fleet, the amount of power generated might be reduced because of the growing importance of power generation from renewable sources.

A decrease in volumes generated would increase uncertainty as regards the achievement of generation/supply objectives.

Gas Natural Fenosa 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

Gas Natural Fenosa'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 Gas Natural Fenosa'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, Gas Natural Fenosa'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.

Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa 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.

Gas Natural Fenosa 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

Gas Natural Fenosa 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.

Gas Natural Fenosa is engaged actively in identifying and monitoring potential reputational events and the stakeholders affected. Transparency also forms part of our communication policy.

c) Environment

Gas Natural Fenosa's activities are subject to extensive legislation on environmental protection.

Gas Natural Fenosa 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, Gas Natural Fenosa 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 electricity generation and space heating, while summer consumption depends basically on electricity generation for air conditioning. Gas Natural Fenosa'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 Gas Natural Fenosa's results in the event that the competitiveness of the Company's generation mix is altered.

Gas Natural Fenosa forms part of a number of work groups at European level, enabling strategy to be adapted to new regulations in advance. Gas Natural Fenosa also forms part of clean development projects designed to reduce CO₂ emissions.

e) Geopolitical exposure

Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa's operating profits are generated by its Latin American subsidiaries. Latin American operations are exposed to a number of risks inherent in investment in this region. Risk factors linked to investment and business in Latin America include:

- 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

Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa's investee companies or the obstruction of the operations of those or other companies, interrupting the Group's gas supply.

Gas Natural Fenosa 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 2016 Consolidated Annual Accounts.

3.3. Main opportunities

- Generation mix: Gas Natural Fenosa's generating fleet, consisting mainly of CCGT facilities, has the necessary flexibility to adapt to different market circumstances; it is thus a valuable asset to leverage opportunities related to price and demand volume volatility in the gas and electricity markets.
- International generation: Increase renewable capacity internationally, given that renewable energies are cost-competitive and Gas Natural Fenosa's presence in growth markets.
- CO₂ market evolution: The mechanisms proposed by the European Commission to increase the cost of emission rights are intended to discourage the use of the more polluting technologies so as to counteract climate change. In this context, Gas Natural Fenosa's

plants would be more competitive than coal plants and opportunities could also arise in the emissions market.

- NG/LNG procurement portfolio: Management of gas pipelines, investment in plants and the fleet of gas carriers enable the Group to meet its business needs in a flexible, diversified manner, optimising its approach to different energy scenarios. Specifically, the fleet of gas carriers makes Gas Natural Fenosa one of the world's leading LNG operators and a principal in the Atlantic and Mediterranean.
- 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. Events after the reporting date

Events after closing data, i.e. 30 June 2017, are described in Note 19 to the condensed interim consolidated financial statements.

Glossary of terms

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

Selected APMs are useful to financial information users because they allow analysis of Gas Natural Fenosa financial performance, cash flows and the financial situation, as well as its comparative to other companies.

Below is a glossary of terms with the definition of the APMs used. APMs terms are, generally, directly traceable with the corresponding lines and subtotals of the interim consolidated balance sheet, the interim consolidated income statement, the interim consolidated cash flow statement or the notes to the condensed interim consolidated financial statements of Gas Natural Fenosa. For those whose terms are not directly traceable there is, below the Glossary, a breakdown of the calculations.

Alternative performance metrics	Definition and terms
Ebitda	"Operating income" ⁽²⁾ + "Depreciation, amortisation and impairment expenses" ⁽²⁾ + "Transfers to provisions" ⁽⁴⁾ (Note 13) – "Other results" ⁽²⁾
Cash flow from operations (CFO)	"Operating cash flows" ⁽³⁾ before "Changes in working capital" ⁽³⁾
Investments, net	Investment in intangible assets ⁽⁴⁾ (Note 5) + Investment in property, plant and equipment ⁽⁴⁾ (Note 5) + Investment in financial assets - Receipts for divestment of property, plant and equipment and intangible assets - Other investing receipts/payments ⁽⁶⁾
Gross financial debt	"Non-current financial liabilities" ⁽¹⁾ + "Current financial liabilities" ⁽¹⁾
Net borrowings	Gross financial debt ⁽⁵⁾ – "Cash and cash equivalents" ⁽¹⁾ – "Derivative financial assets" ⁽⁴⁾ (Note 6)
Leverage (%)	Net borrowings ⁽⁵⁾ / (Net borrowings ⁽⁵⁾ + "Net equity" ⁽¹⁾)
Cost of net borrowings	"Cost of borrowings" ⁽⁴⁾ (Note 14) – "Interest revenues" ⁽⁴⁾ (Note 14)
Ebitda / Cost of net borrowings	Ebitda ⁽⁵⁾ / Cost of net borrowings ⁽⁵⁾
Net borrowings / Annualized Ebitda	Net borrowings ⁽⁵⁾ / Ebitda annualized ⁽⁶⁾
Return on assets (ROA) (%)	Annualized attributable net income ⁽⁶⁾ / "Total Assets" ⁽¹⁾
Market capitalisation	No. of shares at end of period ⁽⁶⁾ * Market price at end of period ⁽⁶⁾
Earnings per share	"Net income attributable for the period" ⁽²⁾ / Average number of shares of period ⁽⁶⁾
Net equity attributable to the equity holders of the parent company per share	"Net equity attributable to the equity holders of the parent company" ⁽¹⁾ / No. of shares at end of period ⁽⁶⁾
Price-earnings ratio (P/E)	Closing share price ⁽⁶⁾ / Earnings per share in the last four quarters ⁽⁶⁾

Enterprise value (EV)	Market capitalisation ⁽⁵⁾ + Net borrowings ⁽⁵⁾
EV / Annualized Ebitda	Enterprise value ⁽⁵⁾ / Ebitda annualized ⁽⁶⁾
Personnel expenses, net	Personnel expenses - Capitalised personnel expenses (Note 12) ⁽⁴⁾
Other expenses/revenues	“Other operating revenues” ⁽²⁾ , “Other operating expenses” ⁽²⁾ and “Release of fixed assets grants to income and others” ⁽²⁾

- (1) Interim consolidated balance sheet heading
(2) Interim consolidated income statement heading
(3) Interim consolidated cash flow statement heading
(4) Figures detailed in the Notes to the condensed interim consolidated financial statement
(5) Figures detailed in the APM
(6) Figures set out below this glossary

Additionally, set out below is a breakdown of the calculations of those APMs terms not directly traceable:

	EBITDA
3rd quarter 2016	1,183
4th quarter 2016	1,330
1st quarter 2017	1,104
2nd quarter 2017	1,072
Annualized Ebitda	4,689

	Attributable net income
3rd quarter 2016	285
4th quarter 2016	417
1st quarter 2017	298
2nd quarter 2017	252
Annualized attributable net income	1,252

	Net income	Average number of shares (thousand)	Earnings per share
3rd quarter 2016	285	1,000,689	0.28
4th quarter 2016	417	1,000,468	0.42
1st quarter 2017	298	1,000,689	0.30
2nd quarter 2017	252	1,000,519	0.25
Earnings per share in the last four quarters (euro)			1.25
Closing share price (euro)			20.49
Price-earnings ratio (P/E)			16.4

The number of issued shares at the end of the period is included in page number 3 of the Consolidated Directors' Report

Financial investments, proceeds from divestitures of property, plant and equipment and intangible assets and other proceeds/(payments) in investing activities are included in page number 8 of the Consolidated Directors' Report