



Informe de revisión limitada de Naturgy Energy Group, S.A. y sociedades dependientes

(Junto con los Estados Financieros Intermedios Resumidos Consolidados y el Informe de Gestión Intermedio Consolidado de Naturgy Energy Group, S.A. y sociedades dependientes del periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2026)



KPMG Auditores, S.L.
Paseo de la Castellana, 259C
28046 Madrid

Informe de Revisión Limitada sobre Estados Financieros Intermedios Resumidos Consolidados

A los accionistas de Naturgy Energy Group, S.A. por encargo de los administradores de la Sociedad

INFORME SOBRE LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS CONSOLIDADOS

Introducción

Hemos realizado una revisión limitada de los estados financieros intermedios resumidos consolidados adjuntos (los "estados financieros intermedios") de Naturgy Energy Group, S.A. (la "Sociedad dominante") y sociedades dependientes (el "Grupo"), que comprenden el estado de situación financiera al 30 de junio de 2026, la cuenta de resultados, el estado del resultado global, el estado de cambios en el patrimonio neto, el estado de flujos de efectivo y las notas explicativas, todos ellos resumidos y consolidados, correspondientes al periodo de seis meses terminado en dicha fecha. Los administradores de la Sociedad dominante son responsables de la elaboración de dichos estados financieros intermedios de acuerdo con los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34, Información Financiera Intermedia, adoptada por la Unión Europea, para la preparación de información financiera intermedia resumida, conforme a lo previsto en el artículo 12 del Real Decreto 1362/2007. Nuestra responsabilidad es expresar una conclusión sobre estos estados financieros intermedios basada en nuestra revisión limitada.

Alcance de la revisión

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

Conclusión

Como resultado de nuestra revisión limitada, que en ningún momento puede ser entendida como una auditoría de cuentas, no ha llegado a nuestro conocimiento ningún asunto que nos haga concluir que los estados financieros intermedios adjuntos del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2026 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 2 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 2025. Esta cuestión no modifica nuestra conclusión.

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 2026 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 2026. 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 Naturgy Energy Group, S.A. y sociedades dependientes.

Párrafo sobre otras cuestiones

Este informe ha sido preparado a petición de los administradores de la Sociedad en relación con la publicación del informe financiero semestral requerido por el artículo 100 de la Ley 6/2023, de 17 de marzo, de los Mercados de Valores y de los Servicios de Inversión.

KPMG Auditores, S.L.



Juan Ignacio Fernández Pérez

22 de julio de 2026

INSTITUTO DE CENSORES
JURADOS DE CUENTAS
DE ESPAÑA

KPMG AUDITORES, S.L.

2026 Núm. 01/26/22985

SELLO CORPORATIVO: 30.00 EUR

Sello distintivo de otras actuaciones

Informe financiero
semestral consolidado
a 30 de junio **2026**

ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS CONSOLIDADOS A 30 DE JUNIO DE 2026

[Estado de situación financiera consolidado intermedio](#)

[Estado del resultado consolidado intermedio](#)

[Estado consolidado del resultado global intermedio](#)

[Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado intermedio](#)

[Estado de flujos de efectivo consolidado intermedio](#)

Notas explicativas a los estados financieros intermedios resumidos consolidados

Naturgy**Estado de situación financiera consolidado intermedio a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 (en millones de euros)**

	Nota	30.06.2026	31.12.2025
ACTIVO			
Inmovilizado intangible	5	6.081	5.963
Fondo de comercio		2.909	2.894
Otro inmovilizado intangible		3.172	3.069
Inmovilizado material	5	19.678	19.323
Activos por derecho de uso	5	1.101	1.097
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	6	556	559
Activos financieros no corrientes	7	422	408
Otros activos no corrientes	8	443	471
Derivados	13	212	197
Otros activos		231	274
Activo por impuesto diferido		2.132	1.858
ACTIVO NO CORRIENTE		30.413	29.679
Activos no corrientes mantenidos para la venta	9	327	363
Existencias		1.385	1.003
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	8	3.657	3.394
Clientes por ventas y prestaciones de servicios		2.470	2.451
Otros deudores		422	595
Derivados	13	722	303
Activos por impuesto corriente		43	45
Otros activos financieros corrientes	7	310	305
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes		4.686	4.357
ACTIVO CORRIENTE		10.365	9.422
TOTAL ACTIVO		40.778	39.101
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
Capital		970	970
Prima de emisión		3.808	3.808
Acciones propias		(1.123)	(1.132)
Reservas		6.629	6.248
Resultado del ejercicio atribuido a la sociedad dominante		1.215	2.023
Dividendo a cuenta		—	(1.100)
Otros componentes de patrimonio		(1.919)	(1.475)
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante		9.580	9.342
Participaciones no dominantes		2.155	2.031
PATRIMONIO NETO	10	11.735	11.373
Ingresos diferidos		1.295	1.260
Provisiones no corrientes	11	1.675	1.631
Pasivos financieros no corrientes	12	15.310	13.992
Deudas con entidades de crédito y obligaciones		14.160	12.874
Pasivos por arrendamientos		1.150	1.118
Pasivo por impuesto diferido		2.055	1.925
Otros pasivos no corrientes	14	1.149	902
Derivados	13	612	308
Otros pasivos		537	594
PASIVO NO CORRIENTE		21.484	19.710
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	9	320	310
Provisiones corrientes	11	762	590
Pasivos financieros corrientes	12	1.223	2.771
Deudas con entidades de crédito y obligaciones		1.070	2.606
Pasivos por arrendamientos		151	160
Otros pasivos financieros		2	5
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	15	4.785	4.222
Proveedores		2.743	3.177
Otros acreedores		560	685
Derivados	13	1.128	182
Pasivos por impuesto corriente		354	178
Otros pasivos corrientes	14	469	125
PASIVO CORRIENTE		7.559	8.018
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		40.778	39.101

Las Notas 1 a 29 descritas en las Notas explicativas a los Estados financieros intermedios resumidos consolidados y Anexos forman parte integrante del Estado de situación financiera consolidado intermedio a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025.

Naturgy**Estado del resultado consolidado intermedio correspondiente a los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2026 y de 2025 (en millones de euros)**

		Seis meses terminados el 30 de junio	
	Nota	2026	2025
Importe neto de la cifra de negocio	16	10.097	9.961
Aprovisionamientos	17	(6.190)	(6.112)
Otros ingresos de explotación	19	91	80
Gastos de personal	18	(301)	(290)
Otros gastos de explotación	19	(756)	(820)
Resultado por enajenación de inmovilizado		4	—
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras		30	29
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN		2.975	2.848
Amortización y pérdidas por deterioro de activos	20	(808)	(825)
Deterioro por pérdidas crediticias	13	(60)	(74)
Otros resultados	21	3	14
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		2.110	1.963
Ingresos financieros		115	143
Gastos financieros		(413)	(385)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros		2	(3)
Diferencias de cambio netas		(12)	—
RESULTADO FINANCIERO	22	(308)	(245)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación		64	76
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		1.866	1.794
Impuesto sobre beneficios	25	(482)	(481)
RESULTADO DEL PERIODO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS		1.384	1.313
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERIODO		1.384	1.313
Atribuible a:			
Sociedad dominante		1.215	1.147
Procedente de operaciones continuadas		1.215	1.147
Procedente de operaciones interrumpidas		—	—
Participaciones no dominantes		169	166
Beneficio en euros por acción básico y diluido procedente de operaciones continuadas atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante (Nota 10)		1,31	1,20
Beneficio en euros por acción básico y diluido procedente de operaciones interrumpidas atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante (Nota 10)		—	—
Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante		1,31	1,20

Las Notas 1 a 29 descritas en las Notas explicativas a los Estados financieros intermedios resumidos consolidados y Anexos forman parte integrante del Estado del resultado consolidado intermedio correspondiente a los períodos de seis meses terminados a 30 de junio de 2026 y de 2025.

Naturgy**Estado consolidado del resultado global intermedio correspondiente a los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2026 y de 2025 (en millones de euros)**

	Seis meses terminados el 30 de junio	
	2026	2025
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERIODO	1.384	1.313
OTRO RESULTADO GLOBAL RECONOCIDO DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO		
PARTIDAS QUE NO SE TRASPASARÁN A RESULTADOS	5	(3)
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	(16)	(3)
Resto de ingresos y gastos	17	—
Efecto impositivo ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	4	—
PARTIDAS QUE PUEDEN TRASPASARSE A RESULTADOS	(384)	31
Por coberturas de flujo de efectivo	(774)	107
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	(947)	(121)
Transferencias al estado del resultado consolidado	173	228
Diferencias de conversión	257	(8)
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	257	(8)
Transferencias al estado del resultado consolidado	—	—
De sociedades contabilizadas por el método de la participación	12	(31)
Diferencias de conversión - Ganancias/(Pérdidas) por valoración	11	(31)
Por coberturas de flujo de efectivo - Ganancias/(Pérdidas) por valoración	1	—
Efecto impositivo	121	(37)
OTRO RESULTADO GLOBAL DEL PERIODO	(379)	28
RESULTADO GLOBAL TOTAL DEL PERIODO	1.005	1.341
Atribuible a:		
Sociedad dominante	776	1.272
Procedente de operaciones continuadas	776	1.272
Procedente de operaciones interrumpidas	—	—
Participaciones no dominantes	229	69

Las Notas 1 a 29 descritas en las Notas explicativas a los Estados financieros intermedios resumidos consolidados y Anexos forman parte integrante del Estado consolidado del resultado global intermedio correspondiente a los períodos de seis meses terminados a 30 de junio de 2026 y 2025.

Naturgy**Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado intermedio a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 (en millones de euros)**

	Patrimonio atribuido a la sociedad dominante (Nota 10)									Participaciones no dominantes (Nota 10)	Patrimonio neto	
	Capital Social	Prima de emisión	Acciones propias	Reservas y ganancias acumuladas	Resultado del ejercicio	Otros componentes patrimonio			Subtotal			
						Diferencias de conversión	Coberturas de flujos de efectivo	Activos financieros a valor razonable	Total			
Balance a 31.12.2024	970	3.808	(206)	5.011	1.901	(1.320)	(324)	(362)	(2.006)	9.478	2.175	11.653
Resultado global total del período	—	—	—	(3)	1.147	65	63	—	128	1.272	69	1.341
Operaciones con socios o propietarios	—	—	(2.332)	1.321	(1.901)	—	—	—	—	(2.912)	(77)	(2.989)
Distribución de dividendos	—	—	—	1.319	(1.901)	—	—	—	—	(582)	(77)	(659)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias	—	—	(2.332)	—	—	—	—	—	—	(2.332)	—	(2.332)
Remuneraciones basadas en acciones	—	—	—	2	—	—	—	—	—	2	—	2
Otras variaciones de patrimonio neto	—	—	—	(58)	—	—	—	—	—	(58)	(188)	(246)
Otras variaciones	—	—	—	(58)	—	—	—	—	—	(58)	(188)	(246)
Balance a 30.06.2025	970	3.808	(2.538)	6.271	1.147	(1.255)	(261)	(362)	(1.878)	7.780	1.979	9.759
Resultado global total del período	—	—	—	(1)	876	29	374	—	403	1.278	215	1.493
Operaciones con socios o propietarios	—	—	1.406	(1.100)	—	—	—	—	—	306	(153)	153
Distribución de dividendos	—	—	—	(1.100)	—	—	—	—	—	(1.100)	(153)	(1.253)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias	—	—	1.406	—	—	—	—	—	—	1.406	—	1.406
Otras variaciones de patrimonio neto	—	—	—	(22)	—	—	—	—	—	(22)	(10)	(32)
Otras variaciones	—	—	—	(22)	—	—	—	—	—	(22)	(10)	(32)
Balance a 31.12.2025	970	3.808	(1.132)	5.148	2.023	(1.226)	113	(362)	(1.475)	9.342	2.031	11.373
Resultado global total del período	—	—	—	5	1.215	203	(647)	—	(444)	776	229	1.005
Operaciones con socios o propietarios	—	—	9	1.476	(2.023)	—	—	—	—	(538)	(97)	(635)
Distribución de dividendos	—	—	—	1.476	(2.023)	—	—	—	—	(547)	(97)	(644)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias	—	—	9	—	—	—	—	—	—	9	—	9
Otras variaciones de patrimonio neto	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(8)	(8)
Otras variaciones	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(8)	(8)
Balance a 30.06.2026	970	3.808	(1.123)	6.629	1.215	(1.023)	(534)	(362)	(1.919)	9.580	2.155	11.735

Las Notas 1 a 29 descritas en las Notas explicativas a los Estados financieros intermedios resumidos consolidados y Anexos forman parte integrante del Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado intermedio correspondiente a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025.

Naturgy**Estado de flujos de efectivo consolidado intermedio correspondiente a los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2026 y de 2025 (en millones de euros)**

	Seis meses terminados el 30 de junio		
	Nota	2026	2025
Resultado antes de impuestos		1.866	1.794
Ajustes del resultado	23	942	768
Amortización y pérdidas por deterioro de activos	23	808	825
Otros ajustes del resultado neto	23	134	(57)
Cambios en el capital corriente	23	(15)	494
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	23	(492)	(414)
Pago de intereses	23	(345)	(346)
Cobro de intereses	23	85	97
Cobro de dividendos	23	75	78
Pagos por impuestos sobre beneficios	23	(307)	(243)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN		2.301	2.642
Pagos por inversiones:		(1.082)	(1.081)
Por adquisición de dependientes, neto de efectivo y equivalentes	23	(11)	—
Inmovilizado material e intangible		(942)	(1.069)
Otros activos financieros		(129)	(12)
Cobros por desinversiones:		51	21
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	23	44	—
Inmovilizado material e intangible		1	11
Otros activos financieros		6	10
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión:		43	28
Otros cobros de actividades de inversión		43	28
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		(988)	(1.032)
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio:		17	(2.571)
Emisión/enajenación		17	—
Adquisición		—	(2.571)
Cobros/(pagos) por instrumentos de pasivo financiero:		(504)	(651)
Emisión		3.748	2.194
Devolución y amortización		(4.252)	(2.845)
Pagos por dividendos (y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio)	10	(621)	(665)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación		20	(2)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		(1.088)	(3.889)
Otras variaciones de efectivo y equivalentes		14	—
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		90	(243)
VARIACIÓN DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES		329	(2.522)
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo		4.357	5.626
Efectivo y equivalentes al final del periodo		4.686	3.104

Las Notas 1 a 29 descritas en las Notas explicativas a los Estados financieros intermedios resumidos consolidados y Anexos forman parte integrante del Estado de flujos de efectivo consolidado intermedio correspondiente a los períodos de seis meses terminados a 30 de junio de 2026 y 2025.

Notas explicativas a los Estados financieros intermedios resumidos consolidados de Naturgy a 30 de junio de 2026

Nota 1. Información general

Naturgy Energy Group, S.A. es una sociedad anónima que se constituyó en 1843 y tiene su domicilio social en Avenida de América 38, Madrid, España. Con fecha 27 de junio de 2018 la Junta General de Accionistas acordó modificar la denominación social de la compañía que pasó a denominarse Naturgy Energy Group, S.A., anteriormente Gas Natural SDG, S.A.

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

Naturgy opera principalmente en España y, fuera del territorio español, en Latinoamérica, Australia, Estados Unidos y en el resto de Europa.

En la Nota 3 se incluye información financiera por segmentos operativos.

En el Anexo I se relacionan las variaciones en el perímetro de consolidación respecto a las empresas participadas por Naturgy a la fecha de cierre, detalladas en las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025.

Las acciones de Naturgy Energy Group, S.A. están admitidas a cotización en las cuatro bolsas españolas, cotizan en el mercado continuo y forman parte del IBEX35.

Nota 2. Bases de presentación y políticas contables

2.1. Bases de presentación

Las Cuentas anuales consolidadas de Naturgy Energy Group, S.A. correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025 se aprobaron por la Junta General de Accionistas celebrada el 24 de marzo de 2026.

Los presentes Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2026 de Naturgy han sido formulados por el Consejo de Administración el 21 de julio de 2026 y se han elaborado de acuerdo a lo establecido en la NIC 34 “Información financiera intermedia” y deben leerse junto con las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025, que fueron 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 Cuentas anuales consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025. 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, de los cambios en el patrimonio y de los flujos de efectivo consolidados de Naturgy desde el 31 de diciembre de 2025, fecha de las Cuentas anuales consolidadas anteriormente mencionadas, hasta el 30 de junio de 2026.

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

2.2. Estacionalidad

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

En otras regiones donde el Grupo está presente, como Latinoamérica, los patrones estacionales pueden variar en función de las condiciones climáticas y de consumo específico de cada país.

2.3. Nuevas normas NIIF-UE e interpretaciones CINIIF

Como consecuencia de su aprobación, publicación y entrada en vigor el 1 de enero de 2026 se han aplicado las siguientes normas, modificaciones e interpretaciones adoptadas por la Unión Europea:

Normas adoptadas por la Unión Europea		Entrada en vigor para los ejercicios iniciados
Modificaciones a la clasificación y medición de instrumentos financieros – Modificaciones a la NIIF 9 y NIIF 7	Establece aclaraciones sobre la fecha de reconocimiento y baja de algunos activos y pasivos financieros y nuevas revelaciones para términos contractuales que pueden modificar los flujos de efectivo y para los instrumentos de patrimonio designados a valor razonable con cambios en otros resultados.	1 de enero de 2026
Mejoras anuales a las NIIF- Volumen 11	Establece aclaraciones y cambios que afectan a la NIIF 1 (contabilidad de coberturas por un primer adoptante), NIIF7 (ganancias o pérdidas por la baja de activos financieros, diferencias diferidas entre el valor razonable y el precio de transacción, información sobre el riesgo crediticio), NIIF 10 (determinación de un "agente de facto") y NIC 7 (flujos de efectivo de inversiones en asociadas y negocios conjuntos), NIIF 9 (cuentas a cobrar sin componente financiero significativo, baja de pasivos por arrendamiento).	1 de enero de 2026
Modificaciones a la NIIF9 y NIIF 7.- Registro contratos de compra-venta de electricidad renovable	Establece los casos en que un comprador de electricidad renovable puede aplicar la excepción de uso propio y especificaciones para la aplicación de la contabilidad de coberturas en contratos de compraventa de electricidad liquidados por diferencias.	1 de enero de 2026

Normas que entran en vigor en ejercicios posteriores

Normas que entrarán en vigor el 1 de enero de 2027 y siguientes		Entrada en vigor para los ejercicios iniciados
NIIF 18, Presentación y revelación en estados financieros	Norma sobre presentación y revelación en los estados financieros que modifica la NIC 1.	1 de enero de 2027
NIIF 19, Subsidiarias sin obligación pública de rendir cuentas: Información a revelar de otras Normas de Contabilidad NIIF.	Establece los requisitos de revelación reducidos de una subsidiaria elegible que aplica los requisitos de otras Normas de Contabilidad NIIF.	1 de enero de 2027
Modificación a la NIC 21, Conversión a una moneda de presentación hiperinflacionaria	Establece las normas para la conversión de los estados financieros de una moneda no hiperinflacionaria a una hiperinflacionaria	1 de enero de 2027
Modificaciones a la NIC 28. Modificaciones a la opción de valor razonable para inversiones en asociadas y negocios conjuntos.	Establece los casos en que las inversiones en asociadas se pueden medir a valor razonable con cambios en resultados	Fecha inicial de aplicación NIIF 18

Naturgy ha adoptado las modificaciones introducidas en relación con la clasificación y valoración de los instrumentos financieros, sin que dicha adopción haya supuesto cambios en la clasificación de los activos financieros a la fecha de aplicación inicial. Asimismo, Naturgy se ha acogido a la excepción que permite dar de baja las cuentas a pagar comerciales liquidadas en efectivo mediante un sistema electrónico de pago en el momento en que se emite una orden de pago irrevocable, siempre que el riesgo de liquidación sea insignificante. Por el contrario, los activos financieros correspondientes a cuentas por cobrar comerciales que se liquidan en efectivo mediante un sistema de pago electrónico se dan de baja únicamente en el momento en que se ha completado la liquidación. La adopción de esta excepción en relación con las cuentas a pagar comerciales, no ha tenido impacto en los saldos de apertura de estos pasivos financieros.

Las modificaciones en materia de contabilidad de coberturas de los contratos de venta de electricidad a largo plazo tienen como objetivo evitar el impacto de las ineficacias derivadas de la dificultad para acreditar la condición de ventas altamente probables en las instalaciones de generación renovable. Estas modificaciones se aplicarán de forma prospectiva a las nuevas relaciones de cobertura designadas a partir de la fecha de aplicación inicial. No obstante, permiten discontinuar una relación de cobertura existente y designar una nueva relación utilizando el mismo instrumento de cobertura (es decir, el contrato de electricidad dependiente de la naturaleza) de acuerdo con los nuevos criterios. Tal como se indica en las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025, Naturgy no ha aplicado anticipadamente estas modificaciones y, a la fecha de primera aplicación, no ha discontinuado las relaciones de cobertura existentes asociadas a los contratos de venta de electricidad a largo plazo. Adicionalmente, en el período de seis meses que finaliza el 30 de junio de 2026 no se han formalizado contratos a largo plazo en los que se venda energía eléctrica al mercado y que incorporen mecanismos de liquidación financiera por diferencias entre el precio de mercado y el precio pactado en el contrato, que deban ser tratados contablemente como derivados.

Ninguna de las normas, interpretaciones y modificaciones con entrada en vigor en los próximos ejercicios, ha sido aplicada anticipadamente. A la fecha de formulación de estos Estados financieros intermedios resumidos consolidados, se están analizando los posibles impactos derivados de su aplicación. En particular, Naturgy está evaluando los impactos asociados a la NIIF 18, principalmente en relación con la nueva clasificación de las partidas del estado del resultado, que distingue entre actividades operativas, de inversión, de financiación, impuesto sobre beneficios y actividades interrumpidas, así como en la identificación de las medidas de desempeño definidas por la dirección y en las directrices de agrupación y desagregación de información en los estados financieros. Asimismo, se están analizando las modificaciones incorporadas a la NIC 7, que implica la utilización del resultado de explotación como punto de partida en la presentación de los flujos de efectivo de las actividades de explotación cuando se aplica el método indirecto.

Los análisis realizados hasta la fecha indican que los impactos derivados de la aplicación de la NIIF 18 se refieren a la presentación, clasificación y desglose de determinadas partidas de los estados financieros, por lo que Naturgy está realizando las adaptaciones necesarias en los sistemas de información para disponer de la información necesaria para adecuarse a los nuevos criterios de presentación.

Los cambios identificados afectan básicamente a los resultados de explotación, motivado por el análisis de las actividades principales a considerar, así como por otros temas como la clasificación de las diferencias de cambio en la misma categoría que las partidas que las han generado o el resultado por exposición a la inflación, aunque no se esperan cambios de importes relevantes en esta categoría.

Adicionalmente, Naturgy está analizando las magnitudes a incluir como medidas de valoración del rendimiento definido por la dirección y en la adaptación de los sistemas de información para la obtención de las conciliaciones e impactos exigidos por la NIIF 18.

La Dirección continúa realizando el seguimiento de los desarrollos relacionados con la implantación de las reformas fiscales internacionales que introducen un impuesto mínimo adicional global (Pilar 2), así como de las obligaciones derivadas de la Ley 7/2024, de 20 de diciembre, por la que se establece el Impuesto Complementario para garantizar un nivel mínimo global de imposición para los grupos multinacionales y los grupos nacionales de gran magnitud. Dicha Ley tiene efectos para los ejercicios que se inicien a partir del 31 de diciembre de 2023, por lo que el ejercicio 2024 fue el primer ejercicio en el que Naturgy se vio impactada por la normativa de Pilar 2.

Todas las obligaciones establecidas por los diferentes países donde opera Naturgy han sido convenientemente cumplimentadas dentro del plazo establecido al efecto (Irlanda, Luxemburgo, Italia, Portugal y Francia), quedando pendientes Australia y España cuyo plazo de presentación va más allá del 30 de junio de 2026. El resto de jurisdicciones donde opera Naturgy no han establecido obligaciones formales respecto de Pilar 2.

En lo que se refiere a la obligación de ingreso, únicamente en Irlanda ha resultado necesario realizar ingreso de Impuesto Complementario del ejercicio 2024 por importe de 0,2 M€, inferior al importe estimado inicialmente de 1,4 M€ y, en relación con Puerto Rico, deberá realizarse un ingreso por importe de 48 mil euros, inferior al importe estimado de 0,5 millones de euro antes del próximo 25 de julio de 2026 ante la Agencia Tributaria en España.

Tras el análisis de la aplicación de los puertos seguros derivados de los datos existentes en el Qualified Country by Country Report en el ejercicio 2024 resultaron obligados a la presentación del cálculo completo las jurisdicciones de Irlanda y Puerto Rico, por lo que, de acuerdo con el principio de *“Once in, always in”*, estas dos jurisdicciones siempre estarán obligadas a la presentación del cálculo completo, incluso cuando no resulte importe a ingresar. El análisis del Qualified Country by Country Report para el ejercicio 2025 y a 30 de junio de 2026 no determina que ninguna otra jurisdicción esté obligada a la presentación de cálculo completo.

A 30 de junio de 2026 no ha sido necesario registrar importe alguno por Impuesto Complementario en Puerto Rico, al situarse su tipo efectivo ligeramente por encima del 15%, en línea con lo ocurrido al cierre del ejercicio 2025. En relación con Irlanda, dado que el Impuesto Complementario satisfecho en dicha jurisdicción tiene la consideración de impuesto cubierto a efectos del Impuesto Complementario en España, no se ha registrado impacto adicional en estos estados financieros intermedios resumidos consolidados. Adicionalmente, en las cuentas individuales de la sociedad irlandesa correspondiente se ha registrado, a 30 de junio de 2026, una estimación por Impuesto Complementario por importe de 4 millones de euros (5 millones de euros al cierre del ejercicio 2025).

Por otro lado, Naturgy continúa avanzando en la implantación de las herramientas tecnológicas necesarias para dar cumplimiento a las obligaciones fiscales derivadas de Pilar 2.

2.4. Políticas contables

Las políticas contables que se han seguido en estos Estados financieros intermedios resumidos consolidados son las mismas que en las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025, excepto por la adopción de nuevas normas NIIF-UE, interpretaciones y modificaciones con entrada en vigor el 1 de enero de 2026.

2.5. Estimaciones, hipótesis contables significativas y juicios relevantes

La preparación de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados requiere la realización de estimaciones e hipótesis. Las normas de valoración que requieren un mayor grado de estimación se relacionan en la Nota 2.4.25 “Estimaciones e hipótesis contables significativas y otros” de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025.

A continuación, se detallan las actualizaciones más relevantes considerando las perspectivas existentes en el contexto actual:

a. Deterioro de valor de los activos no financieros

Las principales hipótesis utilizadas para determinar el valor recuperable de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) se detallan en la Nota 4 “Pérdidas por deterioro de valor de los activos no financieros”.

Una vez revisados los indicadores de deterioro de las diferentes UGEs al 30 de junio de 2026 no se ha puesto de manifiesto la necesidad de realizar test de deterioro, ni por tanto registrar dotación o reversión de deterioro.

b. Cambio climático y transición energética

En continuidad con lo informado en las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025, Naturgy mantiene su posición como actor relevante en la transición energética hacia un modelo progresivamente descarbonizado y eficiente. Durante el primer semestre de 2026, no se han producido cambios estructurales en la estrategia, si bien se han actualizado determinadas hipótesis, estimaciones y contexto regulatorio y geopolítico.

En coherencia con este propósito, Naturgy tiene un Plan de Transición Climática (PTC) donde se detallan las sendas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y los objetivos intermedios que se requieran según la normativa aplicable, que permitan comprender los esfuerzos de mitigación que realiza el Grupo.

Los objetivos de Naturgy de reducción de emisiones de GEI previstos para el año 2030 son los siguientes:

- Reducción de emisiones de Alcance 1 y 2 de un 36% respecto al año 2022 (año base del PTC), estando alineado con la senda de reducción del calentamiento global a 1,5°C.
- Reducción de las emisiones de Alcance 3 en España del 22% frente a 2022. Este objetivo está alineado con la senda de reducción “Well Below 2 Degrees” (WB2D). Si se consideran las emisiones del resto de países, la reducción de Alcance 3 se prevé en un 8%, también con respecto al año 2022.

A 30 de junio de 2026, la reducción respecto a 2022 ha sido de un 9,9% para las emisiones de Alcance 1 y 2. Durante el primer semestre de 2026, no se han realizado mediciones en relación con las emisiones de Alcance 3 (en 2025 la reducción para el Alcance 3 frente a 2022 fue de un 15%). En línea con lo acontecido durante gran parte de 2025, la evolución de las emisiones se ha visto condicionada por un mayor nivel de producción de las plantas de ciclo combinado de gas, requerido para garantizar la seguridad del suministro en España, en un contexto de elevada exigencia del sistema.

Para alcanzar los objetivos establecidos en el PTC, Naturgy continuará promoviendo y liderando un modelo de negocio y un plan de inversiones completamente alineados con el trilema energético: la seguridad de suministro, la accesibilidad y asequibilidad de la energía y la mitigación del impacto ambiental.

El Plan Estratégico de Naturgy 2025-2027, contempla seguir invirtiendo en la transición energética, destinando las principales inversiones a generación renovable, redes eléctricas y gases renovables. Además, se prevé continuar desarrollando soluciones energéticas que promuevan la eficiencia a un coste competitivo para los clientes.

En este sentido, las principales líneas de acción del PTC contempladas en el Plan Estratégico 2025-2027 emanan de un modelo de negocio integrado de electricidad y gas que promueve la descarbonización de la energía a través de la neutralidad tecnológica y al menor coste posible para los consumidores, concretamente:

- Promover las energías renovables solar y eólica en la generación de electricidad junto con el crecimiento necesario de las redes eléctricas y con la energía de respaldo que aportan los ciclos combinados de gas natural.
- Desarrollar los gases renovables como palanca para la descarbonización del gas natural a través del biometano producido a partir de residuos orgánicos y, a medio/largo plazo, del hidrógeno verde generado con excedentes de electricidad renovable. Con ello, se promueve la descarbonización al menor coste posible para el consumidor y la economía circular con el uso de los residuos o excedentes.

- Ofrecer productos y servicios ecoeficientes y neutros en carbono a precios competitivos a nuestros clientes.
- Mayor electrificación de la demanda final en aquellos usos donde sea más eficiente.

El PTC de Naturgy contribuirá al objetivo futuro de transformación del mix energético contemplado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para el periodo 2023-2030, aprobado por el Consejo de Ministros del gobierno de España el 24 de septiembre de 2024, alineado también con el objetivo europeo de neutralidad climática en 2050 en la Unión Europea (UE). Para el resto de los países en los que se opera, se han tenido en cuenta los planes nacionales publicados y las sendas de reducción de GEI de la Agencia Internacional de la Energía en el escenario “Net Zero Roadmap”.

La información sobre el PTC, la estrategia de descarbonización del Grupo y los objetivos de reducción de emisiones de GEI se desglosan en el capítulo “E1- Cambio climático” del Estado de Información no Financiera Consolidado e Información sobre Sostenibilidad del Grupo del ejercicio 2025, que se prepara siguiendo las recomendaciones del Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD), cuyo seguimiento se integra actualmente en el ámbito de actuación del Consejo de Normas Internacionales de Sostenibilidad (ISSB por sus siglas en inglés).

El 26 de febrero de 2025, la Comisión Europea presentó el denominado paquete Ómnibus I, orientado a simplificar el marco regulatorio del reporting en materia de sostenibilidad. Dicha iniciativa culminó con la aprobación de la Directiva (UE) 2026/470, publicada el 26 de febrero de 2026 y con entrada en vigor el 18 de marzo de 2026, que introduce modificaciones en la Directiva sobre Informes de Sostenibilidad Corporativa (CSRD) y en el marco de diligencia debida en sostenibilidad corporativa, con el objetivo de reducir las cargas administrativas y acotar el alcance de las obligaciones de información. A la fecha de formulación de los presentes Estados financieros intermedios resumidos consolidados, la CSRD continúa pendiente de transposición al ordenamiento jurídico español. Asimismo, las Normas Europeas de Información sobre Sostenibilidad (NEIS) aprobadas mediante el Acto Delegado (UE) 2023/2772 se mantienen vigentes y no han sido sustituidas, sin perjuicio de los trabajos en curso por parte de la Comisión Europea para su futura simplificación.

Estos Estados financieros intermedios resumidos consolidados se han elaborado considerando los compromisos de descarbonización adquiridos por Naturgy, así como los riesgos e incertidumbres relacionados con el cambio climático y la descarbonización de la economía. En su preparación se ha considerado lo establecido en la publicación del IASB “Efectos de los asuntos relacionados con el clima en los estados financieros” (actualizado en julio de 2023) sobre el impacto del cambio climático en la aplicación de las NIIF en la información financiera y las directrices establecidas en el estándar de cambio climático “NEIS E1. Cambio climático”, que desarrolla el marco de información en sostenibilidad corporativa definido por la CSRD en esta materia. Por último, también se han tenido en cuenta las recomendaciones emitidas por The European Securities and Markets Authority (ESMA) comunicadas hasta la fecha.

A continuación, se describen las principales estimaciones y juicios contables realizados por la dirección y administradores de Naturgy para la elaboración de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2026 relacionados con los efectos previstos por el cambio climático y la transición energética.

1. Recuperabilidad de los activos no financieros

Tal y como se detalla en la Nota 2.4.6. de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025, el valor de los activos no financieros se analiza, para determinar las posibles pérdidas por deterioro, siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el valor neto contable puede no ser recuperable. Adicionalmente, con independencia de la existencia de cualquier indicio de deterioro, se revisa, al menos anualmente, para los fondos de comercio y los inmovilizados intangibles que, o bien no están en explotación, o tienen vida indefinida. Las proyecciones de flujos de caja utilizadas en los test de deterioro de los activos no financieros se basan en la mejor información prospectiva disponible y recogen los planes de inversión existentes en cada Unidad Generadora de Efectivo (UGE) destinados a mantener la capacidad operativa de los activos. Dichas proyecciones responden a la estrategia de Naturgy que tiene en consideración el rango de condiciones económicas que pueden existir en el futuro previsible en relación con el cambio climático y la transición energética. Asimismo, tienen en cuenta el efecto esperado en los precios de mercado de electricidad mayorista y minorista derivado de la entrada en operación de nuevas instalaciones de generación renovable y la evolución que puedan tener los precios del gas, el petróleo y los derechos de emisión, así como la demanda prevista.

En España, las instalaciones de generación térmica de electricidad de Naturgy continúan reguladas por la Directiva 2003/87/CE que establece el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea (EU ETS). Esta Directiva ha sido objeto de múltiples revisiones, incluida la reforma aprobada en 2023 mediante las Directivas (UE) 2023/958 y 2023/959, para reforzar la ambición climática dentro de la Fase IV (2021-2030). Estas modificaciones alinean el sistema con los objetivos del paquete Fit for 55, en consonancia con el Acuerdo de París, estableciendo para los sectores cubiertos por el EU ETS una reducción del 62% de las emisiones en 2030 respecto a 2005, contribuyendo así al objetivo global de la UE de reducir las emisiones netas en al menos un 55% respecto a 1990 para esa misma fecha. Asimismo, a partir del 1 de enero de 2024, el ámbito de aplicación del EU ETS se ha ampliado para incluir las emisiones procedentes de las actividades de transporte marítimo, aplicable a buques cuyo puerto de carga y/o descarga esté ubicado en países de la UE/EEE, con una implantación progresiva hasta 2027.

Naturgy realiza una gestión integral de la cartera para la adquisición de los derechos de emisión equivalentes a las emisiones verificadas de sus instalaciones de ciclos combinados y cogeneraciones y de su actividad de transporte marítimo. Para dicho aprovisionamiento, Naturgy participa activamente tanto en el mercado primario, a través de las subastas, como en el secundario. Estas emisiones corresponden principalmente a las centrales de ciclo combinado de gas de España y al GNL empleado por los buques, en menor medida, y representaron el 95,8% de las emisiones directas (Alcance 1) de Naturgy en España en el primer semestre de 2026.

Los test de deterioro relativos a los ciclos combinados en México consideran la obligación de entrega de derechos de emisión equivalentes a las toneladas de CO₂ emitidas. En el marco del Programa de Prueba del Sistema de Comercio de Emisiones actualmente vigente, se espera que durante todo el ejercicio 2026 dichas emisiones queden cubiertas mediante asignaciones gratuitas. A partir de 2027, si bien a la fecha de formulación de los presentes Estados financieros intermedios resumidos consolidados, no se han publicado las disposiciones regulatorias correspondientes a la fase operativa del sistema, se prevé que las emisiones generadas continúen cubriéndose mediante asignaciones gratuitas y que, en caso de resultar insuficientes o de su eventual desaparición, los costes de CO₂ no cubiertos serán trasladados al precio de venta como un coste de operación más, de forma similar a lo ocurrido en su momento en el mercado europeo.

A 30 de junio de 2026, las instalaciones de cogeneración tienen un carácter residual dentro de la cartera de generación de Naturgy, representando aproximadamente un 0,3% de la potencia instalada en España y con un valor neto contable de 21 millones de euros.

Los precios de CO₂ considerados en el test de deterioro se detallan en la Nota 4 de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025. Adicionalmente, otra información relevante sobre los costes de derechos de emisión del primer semestre de 2026 y 2025 se desglosa en la Nota 11 Provisiones.

En los casos de las proyecciones de flujos utilizadas para los test de deterioro que presentan valores terminales, estos fueron calculados teniendo en cuenta una tasa de crecimiento a largo plazo alineada con la evolución futura de la demanda que Naturgy cuantifica mediante la utilización de sus modelos energéticos, siendo consistente con las expectativas actuales sobre la transición hacia una economía baja en carbono y con la consideración de los riesgos físicos y de transición asociados al cambio climático.

Se han considerado niveles de hidraulicidad, eolicidad y generación fotovoltaica de los activos renovables de Naturgy asociados a la proyección de condiciones meteorológicas subyacentes (temperatura, precipitación, velocidad del viento y potencia solar).

Se han estimado los costes de desmantelamiento de las centrales de ciclo combinado y de generación renovable de acuerdo con el objetivo a largo plazo.

La estimación de los flujos de caja para el valor en uso de cada una de las UGEs, tal y como requiere la normativa contable, tiene en cuenta el estado actual de los activos, por lo que no incluyen inversiones futuras por cambios tecnológicos o aquellas inversiones previstas en la transición energética en relación con las cuales no existen actualmente activos.

Las tasas utilizadas para el descuento de flujos contemplan todos los factores relevantes que afectan a la percepción de riesgo, incluyendo aquellos asociados a la transición energética y a los riesgos físicos por efecto del cambio climático. El coste del capital considerado en cada una de las tasas utilizadas incorpora implícitamente las expectativas de los mercados sobre el acceso y los costes de financiación, siempre que estos riesgos sean relevantes para el sector y el contexto específico del activo.

Tal como se indica en la Nota 4, a 30 de junio de 2026 no se han puesto de manifiesto indicios de deterioro de carácter general ni aspectos específicos que requieran una revisión de las estimaciones del valor recuperable de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs), que fueron actualizadas a 31 de diciembre de 2025, por lo que no se han registrado deterioros adicionales en el ejercicio porque se haya puesto de manifiesto que el valor recuperable de las UGEs está por debajo del valor neto contable, por las expectativas de materialización de algún riesgo relacionado con el cambio climático o la transición energética.

Naturgy seguirá actualizando sus planes operativos y las perspectivas de precios para tener en cuenta los cambios en el entorno económico y el ritmo de la transición energética.

2. Principales activos del Grupo sujetos a riesgo del cambio climático y transición energética:

Naturgy revisa de forma continua si las incertidumbres derivadas del cambio climático requieren modificaciones en la estructura de segmentos operativos reportados (véase Nota 3). Como resultado de dicho análisis, la estructura se ha mantenido sin cambios respecto al ejercicio 2025.

a. Centrales térmicas de carbón

Tras el cierre de todas las centrales de carbón de Naturgy en el primer semestre de 2020, el Grupo no ha vuelto a generar electricidad con carbón. Estas instalaciones están totalmente amortizadas/provisionadas al 30 de junio de 2026. Durante el ejercicio, se ha continuado avanzando en su desmantelamiento, quedando únicamente pendiente la obtención del acta de desmantelamiento de una central, cuya emisión se prevé para el segundo semestre del ejercicio 2026.

b. Centrales de ciclos combinados de gas

Las centrales de ciclo combinado de gas del Grupo (en España y México) representan actualmente la tecnología de generación disponible más ecoeficiente para dar el respaldo necesario a las energías renovables y permitir su amplia penetración, al mismo tiempo que garantizan la seguridad de suministro, ambos aspectos clave para la transición energética.

En España, es importante considerar que toda la capacidad instalada de estas centrales está incluida en el PNIEC, aprobado para el período 2023-2030, que está alineado con el objetivo europeo de conseguir la neutralidad climática en 2050. Estas instalaciones son un elemento fundamental para asegurar el crecimiento de las energías renovables en el sistema eléctrico nacional, ya que son el respaldo para mantener el suministro eléctrico ante situaciones de falta de viento, sol o agua. En línea con esto, en el mes de diciembre de 2024 fue sometido a consulta pública el Proyecto de Orden del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico que propone la creación de un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español. A 30 de junio de 2026, este proyecto continúa sin aprobarse.

Al 30 de junio de 2026, el valor neto contable de estas instalaciones es de 1.750 millones de euros, de los que 981 millones de euros corresponden a ciclos combinados en España. El valor neto contable del parque de generación de ciclos combinados en España se estima para los años 2030, 2040 y 2050, en 685, 334 y 0 millones de euros, respectivamente. Por otra parte, el valor neto contable, sin considerar el fondo de comercio (Nota 5) de los ciclos combinados en México se estima para los años 2030, 2040 y 2050 en 554, 237 y 0 millones de euros, respectivamente.

Una evolución de la electricidad producida por debajo de las hipótesis utilizadas por Naturgy e indicadas en la Nota 4 de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025, podría repercutir en la recuperabilidad del valor neto contable de estos activos reconocidos en los Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2026.

c. Centrales Nucleares

Naturgy participa en España, junto a otros grupos energéticos, en las centrales nucleares de Almaraz y Trillo. Al 30 de junio de 2026, el valor neto contable de estas instalaciones es de 209 millones de euros.

Naturgy considera el Protocolo de Desmantelamiento acordado en 2019 con la Empresa Nacional de Residuos Radioactivos (Enresa), que establece un cronograma progresivo para el cierre de todas las centrales nucleares, en línea con la transición energética hacia fuentes renovables y el objetivo de descarbonización para 2050. Este protocolo también ha sido contemplado en el PNIEC en lo que respecta a lo previsto hasta el año 2030. Durante el primer semestre de 2026, se ha mantenido el debate sectorial en torno al calendario de cierre del parque nuclear español y la posible extensión de la vida útil de determinadas instalaciones. No obstante, a la fecha de formulación de estos Estados financieros intermedios resumidos consolidados, no se ha adoptado ninguna resolución oficial por parte del gobierno de España que modifique el calendario de cierres establecido en el Protocolo de 2019. Véase apartado 2.2.2.1 del Anexo II de Marco Regulatorio.

d. Centrales hidráulicas

Al 30 de junio de 2026, el valor neto contable de estas instalaciones en España es de 857 millones de euros. El valor recuperable de estos activos podría verse afectado ante una potencial reducción futura de la hidráulidad, mayor de la prevista, derivada del cambio climático, especialmente en las centrales fluyentes. Entre las hipótesis utilizadas para el análisis de deterioro de la UGE de Generación de electricidad hidráulica, se considera la evolución de la hidráulidad, y su impacto en los caudales hidrográficos y, por tanto, en la producción.

e. Activos del negocio Renovable

Al 30 de junio de 2026, el valor neto contable del inmovilizado de estos activos (sin incluir las centrales hidráulicas detalladas en el apartado anterior) es de 7.584 millones de euros, de los que 4.814 millones de euros corresponden a activos en España. El principal riesgo percibido para estos activos, aunque altamente improbable, es la potencial evolución negativa a futuro del recurso solar y eólico, que son las variables clave en el resultado económico de esta línea de actividad. También pueden producirse recortes de los marcos retributivos de las energías renovables y la bajada de precios en mercados mayoristas marginalistas por aumento de producción renovable con reducido coste variable. En los test de deterioro de estos activos no se consideran las modificaciones en el funcionamiento del mercado mayorista que no hayan sido aprobadas y se utilizan las previsiones de recurso solar y eólico.

f. Activos de transporte y distribución de electricidad y gas

Al 30 de junio de 2026 el valor neto contable del inmovilizado de estos activos es de 14.122 millones de euros. Del importe total, 5.791 millones de euros corresponden a activos de transporte y distribución de gas y 8.331 millones de euros a transporte y distribución de electricidad. Por países, en España, 2.354 millones de euros corresponden a la actividad de gas y 6.720 millones de euros corresponden a la actividad de electricidad, 367 millones de euros en Argentina corresponden principalmente a la actividad de gas y en el resto de los países en Latinoamérica, 668 millones de euros en Brasil, 1.663 millones de euros en Chile y 789 millones de euros en México corresponden a la actividad de gas y 1.561 millones de euros en Panamá corresponden a la actividad de electricidad.

Estos activos regulados son esenciales para garantizar un suministro confiable y posibilitar la transición hacia fuentes de generación renovable, al tiempo que han demostrado una alta resiliencia frente a los desafíos técnicos y climáticos. Los aumentos de temperatura y una mayor frecuencia de eventos climáticos extremos podrían implicar mayores pérdidas técnicas (ver la evaluación de dichos riesgos en el apartado E1-9 del Estado de Información no Financiera Consolidado e Información sobre Sostenibilidad del ejercicio 2025), deterioro de los niveles de calidad de servicio, un aumento de los costes de operación y mantenimiento y de las inversiones anuales, si bien en magnitudes que entendemos deberían ser incluidas en las revisiones tarifarias plurianuales de estos negocios regulados. Los planes de inversión y de respuesta ya en vigor, la experiencia acumulada y el diseño de las redes (mallado y soterramiento de líneas) actuarían como medidas mitigantes. Un potencial desarrollo masivo de la generación distribuida se vería parcialmente compensado por la creciente electrificación de la economía (por ejemplo, el coche eléctrico) y las inversiones en redes inteligentes.

La planificación de Naturgy para los próximos años contempla en España la convivencia de una demanda del gas natural con la del biometano, previendo su distribución a través de las infraestructuras actuales del Grupo. Se estima que el transporte de biometano no requiera de inversiones significativas para la adecuación de las redes actuales. En este contexto, cabe señalar que el marco regulatorio en España se encuentra en evolución, habiéndose sometido recientemente a audiencia pública, las propuestas de las nuevas circulares que determinarán la retribución de la distribución y transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado para el periodo 2027-2032, que incorporan nuevos conceptos retributivos e incentivos asociados, entre otros, a la inyección de biometano en las redes. A la fecha de formulación de estos estados financieros, la CNMC ha remitido al Ministerio de Economía, Comercio y Empresa dichas propuestas para su elevación al Consejo de Estado, encontrándose pendiente de aprobación definitiva.

En este sentido, el Proyecto de Real Decreto de impulso del biometano, establece los objetivos anuales de penetración del biometano para fines distintos al transporte, aplicables a las comercializadoras y los consumidores directos en el mercado. La norma establece una senda con una cantidad mínima obligatoria de biometano acreditado que arranca del 0,5% en 2028 hasta alcanzar el 6% en 2035, respecto a la suma de gas natural y gas natural licuado consumido o suministrado en el mercado nacional en el año natural. Adicionalmente, con el objetivo de favorecer el desarrollo de las plantas de producción de otros gases y la inyección de estos en el sistema gasista, este Real Decreto establece que los equipos de flujo inverso y las líneas directas de conexión serán considerados activos del sistema gasista, a efectos de operación y mantenimiento y de acceso de terceros.

En el caso del hidrógeno, su distribución continúa bajo estudio, previendo que el nivel de inversión dependerá del porcentaje de blending que, junto con la regulación, determinará la viabilidad del uso de la infraestructura actual, estimando que para vehicular porcentajes bajos de hidrógeno no será necesaria la realización de inversiones relevantes para adecuar la red actual.

Para los activos de transporte y distribución de gas en Argentina, Brasil, Chile y México, se prevé la misma estrategia aplicada para España, aunque con una implantación más lenta y siempre acorde con las políticas energéticas de cada país.

g. Comercialización

La UGE del negocio de Comercialización tiene unos activos operativos netos al 30 de junio de 2026 de 338 millones de euros. El impacto del cambio climático y transición energética sobre el negocio comercial se considera de carácter menor, pues la menor demanda de gas natural podría verse contrarrestada por el mayor crecimiento que previsiblemente supondrá la electrificación de la economía y la comercialización de gases renovables.

En términos de riesgos de transición, el posicionamiento actual del Grupo, como consecuencia de su foco inversor en energías renovables y redes, lo coloca en una situación favorable para afrontar dichos riesgos. El Grupo considera que las oportunidades que se derivan de la descarbonización de la economía global (crecimiento en renovables, inversiones en redes inteligentes integradoras, electrificación de la demanda, biometano, hidrógeno verde, entre otros) son superiores a los riesgos.

3. Vidas útiles de los activos no financieros

La transición energética y el ritmo al que esta progresa puede impactar en la vida útil restante de los activos. No obstante, Naturgy revisa la vida útil de sus activos, como mínimo, al término de cada periodo anual.

La determinación de las vidas útiles de los activos no financieros requiere de estimaciones respecto al nivel de utilización de los activos, la evolución tecnológica esperada y la existencia de límites legales o cualquier otra restricción a su uso que pudiera preverse. Sobre la base de las hipótesis consideradas en relación con los activos de Naturgy, durante el primer semestre de 2026 no ha sido necesario reestimar la vida útil de los activos como consecuencia de potenciales impactos, directos o indirectos, derivados del cambio climático, incluso para el caso particular de las infraestructuras de transporte y distribución de gas, considerando la utilización prevista, a corto y medio plazo, de gases renovables.

En la determinación de las vidas útiles (Nota 2.4.4 de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025) de los activos en España se consideran los objetivos del PNIEC y los compromisos asumidos en el PTC, el protocolo firmado con Enresa en el caso específico de las instalaciones nucleares y los plazos de las concesiones administrativas en el caso de las centrales hidráulicas. Para los activos de Redes de Distribución de Gas y Electricidad se ha tenido en cuenta la regulación de cada país, así como los plazos de las concesiones.

Como se indica en el apartado anterior, en el periodo que transcurrirá hasta 2030, los ciclos combinados de gas amortizarán un porcentaje muy relevante de su valor neto contable a 30 de junio de 2026, previéndose para el año 2050 que estén totalmente amortizados.

4. Provisiones por desmantelamiento

La transición energética y el ritmo al que esta progresa puede adelantar también el desmantelamiento de los ciclos combinados de gas. Se espera que la mayoría de los ciclos combinados que Naturgy posee en España comiencen a desmantelarse en el periodo 2042-2046 al llegar al final de su vida útil. En el caso de México, las vidas útiles de las centrales irán finalizando entre los años 2041 y 2043, a excepción de la última instalación puesta en servicio cuya finalización será en 2050 y se ha considerado el desmantelamiento de las mismas a la finalización de su vida útil. No obstante, a la fecha no existe en México un plan nacional que contemple el cierre de estas instalaciones.

Las centrales hidráulicas están sujetas al régimen de concesión administrativa temporal. A la terminación de los plazos establecidos para las concesiones administrativas, las instalaciones han de revertir al Estado en condiciones de buen uso, lo que se consigue gracias a los programas de mantenimiento. Por tanto, no requieren del registro de provisiones por desmantelamiento a excepción de los casos en los que, al extinguirse la concesión, su mantenimiento resulte contrario al interés público o bien, la continuidad del aprovechamiento sea inviable. Para estas excepciones, Naturgy tiene registradas provisiones de desmantelamiento que, en todo caso, se refieren a un conjunto de instalaciones cuyo peso es reducido en relación con el total de activos hidráulicos del Grupo.

Además del calendario de las actividades de desmantelamiento, Naturgy también ha tenido en cuenta la tasa de descuento en consonancia con la vida útil media restante de dichos activos.

Las estimaciones de los costes de desmantelamiento se basan en el entorno regulatorio y externo conocido a la fecha actual.

5. Contratos de aprovisionamientos de gas

Naturgy mantiene contratos de aprovisionamiento de gas natural a largo plazo que garantizan la seguridad de suministro y la estabilidad de precios, aspectos esenciales para la transición energética. Estos contratos se han evaluado en el contexto de la estrategia de descarbonización del Grupo, considerando que el gas natural continúa siendo una tecnología de respaldo necesaria para la integración masiva de energías renovables en el sistema eléctrico. Asimismo, Naturgy analiza de forma continua la evolución regulatoria y de mercado en todas las geografías donde opera para asegurar que dichos contratos sean compatibles con los objetivos de reducción de emisiones y con la progresiva incorporación de gases renovables, como el biometano y el hidrógeno verde, en la cartera de aprovisionamiento.

6. Recuperabilidad de los activos por impuesto diferidos

Se espera que existan suficientes beneficios impositivos dentro del periodo de planificación para garantizar la recuperación de los activos por impuesto diferido reconocidos contablemente a 30 de junio de 2026. La estimación de la recuperabilidad de estos activos se ha realizado con los mismos juicios e hipótesis que los utilizados para el cálculo del valor recuperable de los activos no financieros.

7. Regulación

El marco normativo en materia de cambio climático y transición energética, tanto a nivel europeo como nacional, se encuentra en constante evolución, incluyendo iniciativas como el Pacto Verde Europeo, el paquete Fit for 55 y la normativa derivada en el ámbito nacional, entre la que destaca la Ley 7/2021 de Cambio Climático y transición energética, así como otra regulación aplicable en materia energética y climática.

Con fecha 5 de marzo de 2026, el Consejo de la Unión Europea aprobó la modificación de la Ley Europea del Clima (Reglamento (UE) 2021/1119), incorporando un objetivo climático intermedio vinculante que establece una reducción del 90 % de las emisiones netas de gases de efecto invernadero en 2040 respecto a los niveles de 1990. La normativa contempla, a partir de 2036, la utilización limitada de créditos internacionales de alta calidad hasta un máximo del 5 % del objetivo, de modo que al menos el 85 % de la reducción deberá alcanzarse mediante reducciones efectivas dentro de la Unión Europea, en coherencia con la trayectoria regulatoria hacia la neutralidad climática en 2050.

No obstante, a la fecha de formulación de estos Estados financieros intermedios resumidos consolidados, el marco regulatorio aprobado no concreta el reparto del esfuerzo de reducción por parte de cada estado miembro, ni su traslación sectorial, aspectos que serán determinantes para evaluar con mayor detalle el impacto potencial sobre los activos del Grupo en España. En ausencia de dicha concreción normativa, no es adecuado realizar en este momento una valoración cuantitativa más precisa de los posibles efectos regulatorios asociados al nuevo objetivo climático para 2040.

En relación con el resto de países donde Naturgy opera, se siguen las políticas energéticas y la regulación en materia de cambio climático, si bien el marco regulatorio de la Unión Europea presenta, con carácter general, un mayor grado de desarrollo.

Este marco regulatorio global expone al Grupo a riesgos de transición, así como a nuevas oportunidades operativas. La Dirección evalúa de forma continua el impacto de estos desarrollos regulatorios en las hipótesis y estimaciones contables aplicadas en la elaboración de los presentes Estados financieros intermedios resumidos consolidados, sin que, a la fecha de formulación, se hayan identificado impactos negativos significativos no provisionados.

8. Distribución de dividendos

No se espera que los riesgos de cambio climático pudieran afectar la capacidad de pago de dividendos a los accionistas debido a la fuerte generación de caja y existencia de reservas.

En el caso de los negocios regulados, un escenario en el que sigan dándose las condiciones para mantener el ritmo actual de inversiones es compatible con los niveles de dividendos observados a la fecha. Sin embargo, en el caso de los negocios liberalizados resulta difícil hacer una declaración prospectiva sobre la capacidad futura de pago de dividendos debido a riesgos e incertidumbres desconocidos que podrían hacer que los resultados, el rendimiento o los acontecimientos reales difirieran sustancialmente de los contemplados en las proyecciones del Grupo.

9. Riesgos físicos

Naturgy reconoce la necesidad de mantener un análisis continuo que permita una evaluación exhaustiva de la resiliencia climática de todos sus activos. En este sentido, el Grupo realiza un seguimiento permanente de los riesgos físicos asociados al cambio climático, con el objetivo de garantizar la seguridad de sus operaciones y la continuidad de la explotación de sus instalaciones en escenarios de condiciones climáticas adversas (ver la evaluación de dichos riesgos en el apartado “E1-9 del Estado de Información no Financiera Consolidado e Información sobre Sostenibilidad” del ejercicio 2025).

El diseño y la construcción de los activos de Naturgy contemplan la mitigación de los riesgos físicos, relacionados o no con el cambio climático, y los costes asociados se incluyen en el reconocimiento inicial de los activos del Estado de situación financiera consolidado intermedio. Adicionalmente, el Grupo implementa medidas de adaptación a los riesgos físicos del cambio climático, en línea con la Taxonomía Europea, orientadas a reducir la vulnerabilidad y reforzar la resiliencia de sus instalaciones existentes.

Durante el primer semestre de 2026, no se han registrado impactos relevantes en las operaciones de Naturgy ni daños físicos significativos en sus activos como consecuencia de fenómenos climáticos, pese a la ocurrencia de determinados eventos climáticos en alguna de las geografías en las que opera el Grupo.

Durante este período se han producido, entre otros, episodios de incendios forestales de elevada intensidad en determinadas zonas de Chile y Australia, así como inundaciones en áreas del sureste de Brasil y eventos meteorológicos extremos en Estados Unidos y España.

En este contexto, y considerando la experiencia acumulada en ejercicios anteriores, caracterizados por la ocurrencia de episodios climáticos adversos de distinta naturaleza en los distintos mercados en los que opera el Grupo, se pone de manifiesto la resiliencia de sus activos y la efectividad de las medidas de prevención, mitigación y adaptación implantadas.

En consecuencia, estos eventos no han requerido la necesidad de realizar reevaluaciones de los riesgos físicos en los test de deterioro de los activos del Grupo ni han requerido modificaciones en la política de adaptación al cambio climático ni en la evaluación de los riesgos vinculados a incendios, inundaciones, temperaturas extremas o eventos meteorológicos severos.

A largo plazo, se espera que la cartera de negocios de Naturgy evolucione con la transición energética, teniendo en cuenta en todo momento el equilibrio del trilema energético: la seguridad del suministro, la accesibilidad y asequibilidad de la energía y la mitigación del impacto ambiental. La toma de decisiones sobre la futura cartera de negocios estará guiada por el ritmo de progreso del Grupo a medida que vaya avanzando hacia el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones. Situar el sistema energético en la senda de las emisiones netas cero requerirá una acción coordinada sin precedentes entre los proveedores de energía, los consumidores y, sobre todo, las administraciones gubernamentales.

c. Riesgos e incertidumbres geopolíticos

Durante el primer semestre de 2026, el entorno geopolítico global ha continuado caracterizándose por un elevado nivel de incertidumbre, una creciente fragmentación geoeconómica y una especial sensibilidad de los mercados energéticos a la evolución de los distintos focos de tensión internacional.

En este contexto, durante el primer semestre de 2026 se ha registrado un incremento relevante de la tensión geopolítica en Oriente Medio, en particular como consecuencia del conflicto entre Estados Unidos e Irán iniciado a finales de febrero de 2026. Esta situación ha tenido incidencia en determinadas infraestructuras energéticas y en rutas estratégicas de transporte de hidrocarburos, contribuyendo a un aumento del nivel de precios y de la volatilidad en los mercados internacionales del petróleo y del gas, así como de la prima de riesgo geopolítico, si bien sin impacto físico directo en las fuentes de aprovisionamiento del Grupo.

En línea con lo anterior, durante el primer trimestre de 2026 se observó un repunte relevante de los precios del gas, acompañado de un aumento de la volatilidad, manteniéndose durante el segundo trimestre en niveles similares a los alcanzados tras dicho repunte.

Por su parte, el conflicto bélico entre Ucrania y Rusia, iniciado en febrero de 2022, continúa sin señales claras de una posible resolución, manteniendo un factor de riesgo estructural en los mercados energéticos internacionales. En el ámbito regulatorio, las instituciones comunitarias mantienen su orientación estratégica hacia la reducción progresiva de la dependencia energética respecto de Rusia. En este sentido, continúan vigentes las medidas adoptadas en meses anteriores.

Con fecha 23 de octubre de 2025, el Consejo de la Unión Europea adoptó el 19º paquete de sanciones contra Rusia, que incluye, entre otras medidas, la prohibición, a partir del 1 de enero de 2027, de la compra, importación o transferencia, directa o indirecta, de gas natural licuado (GNL) originado en o exportado desde Rusia bajo contratos de duración superior a un año suscritos antes del 17 de junio de 2025, quedando los contratos a corto plazo prohibidos desde abril de 2026. La vigencia de este régimen sancionador fue prorrogada el 22 de diciembre de 2025 hasta el 31 de julio de 2026 y posteriormente, el 25 de junio de 2026, hasta el 31 de julio de 2027.

Asimismo, el Consejo y el Parlamento Europeo alcanzaron un acuerdo para la aprobación de un Reglamento, finalmente publicado el 2 de febrero de 2026, que establece la prohibición de las importaciones de gas natural ruso, tanto por gasoducto como en forma de GNL. Esta normativa prevé la entrada en vigor de la prohibición de importación a la Unión Europea en el caso de los contratos de GNL a largo plazo, a partir del 1 de enero de 2027, siempre que hubieran sido suscritos antes del 17 de junio de 2025 y no modificados con posterioridad, y en el caso de los contratos de gas por gasoducto a partir del 30 de septiembre de 2027, incluyendo un régimen transitorio para contratos existentes y requisitos de autorización previa para garantizar su cumplimiento.

La Comisión Europea ha manifestado que dicha prohibición se consideraría un supuesto de fuerza mayor para las empresas titulares de contratos de suministro a largo plazo, de modo que el incumplimiento de los compromisos de recepción del gas no generaría responsabilidad para el comprador.

Naturgy mantiene, como parte de su cartera de aprovisionamiento, un contrato de gas natural licuado a largo plazo de origen ruso suscrito en 2013 con Yamal LNG, que incluye cláusulas take-or-pay hasta el año 2041 para un volumen de 38 TWh anuales. Desde el inicio del conflicto entre Rusia y Ucrania, Naturgy ha venido recibiendo los volúmenes estrictamente establecidos en el contrato. Durante el primer semestre de 2026, los volúmenes suministrados bajo este contrato han mantenido un peso de aproximadamente el 20%, similar al observado en ejercicios anteriores dentro del aprovisionamiento global del Grupo (16% en 2025).

A excepción de lo indicado anteriormente, Naturgy no mantiene otros contratos de suministro a largo plazo que pudieran verse afectados por las sanciones actualmente en vigor, ni posee participaciones en sociedades que operen en Rusia o Bielorrusia, ni inversiones, saldos de efectivo u otros activos líquidos equivalentes que resulten indisponibles como consecuencia de las medidas y sanciones mencionadas.

Adicionalmente, el contexto geopolítico global continúa viéndose afectado por crecientes fricciones comerciales y regulatorias entre las principales economías, que se traducen en una volatilidad persistente en los precios de la energía y de otras materias primas, así como en potenciales disrupciones en las cadenas de suministro y en los plazos de ejecución de proyectos. En este entorno, el Grupo mantiene una estrategia de mitigación basada en la diversificación de fuentes de suministros y aprovisionamientos, la gestión activa de inventarios estratégicos, la planificación flexible de proyectos, el uso de contratos con cláusulas de contingencia, la evaluación continua de riesgos logísticos y colaboración con operadores para asegurar rutas alternativas, así como planes de contingencia orientados a garantizar la continuidad de las operaciones.

En relación con otras geografías, los acontecimientos recientes en Venezuela no han tenido un impacto relevante en el Grupo, al no mantener éste exposiciones operativas o financieras significativas en dicho país.

Dado que se trata de un escenario en constante evolución y que resulta complejo anticipar en qué medida y durante cuánto tiempo los distintos conflictos geopolíticos podrían continuar afectando al entorno macroeconómico y a los mercados energéticos, Naturgy realiza un seguimiento permanente de las variables económicas, regulatorias y de negocio relevantes, con el objetivo de disponer en tiempo real de la mejor estimación posible de los potenciales impactos, teniendo en consideración las recomendaciones de los organismos nacionales y supranacionales de supervisión.

d. Estimación de ingresos de las instalaciones de generación de energía renovable en régimen retributivo específico

Para determinar el ajuste contable por las desviaciones en el precio de mercado en las instalaciones de Generación Renovable sujetas al régimen retributivo específico, de acuerdo a lo descrito en la Nota 2.4.25.i. de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025, Naturgy de acuerdo con su mejor estimación futura de los precios de mercado de la energía, realiza la estimación del Valor Neto Actualizado (VNA), así como de la retribución a la inversión a obtener en cada una de las instalaciones tipo (IT) en las que opera el Grupo en España en el recálculo de parámetros retributivos del siguiente semiperíodo regulatorio.

Estas estimaciones, junto con el análisis de otros factores cualitativos, determinan si abandonar el régimen retributivo no tendría consecuencias económicas significativamente más adversas que permanecer en el mismo y, por tanto, no se aplica el tratamiento contable general y se reconoce solo el activo en caso de generarse desviaciones del mercado positivas. El importe por desviaciones negativas no reconocido por este motivo a 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 asciende a 12 millones de euros.

2.6. Cambios en el perímetro de consolidación

En el Anexo I se incluyen las variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2026 y en el ejercicio 2025, detallándose a continuación las más relevantes.

Ejercicio 2026

El 30 de enero de 2026, Naturgy adquirió, a través de Naturgy Energy Group, S.A., el 85% de la sociedad Lean Grids Services, S.L. (Nota 24), pasando a ostentar el 100% de participación sobre esta sociedad.

El 13 de febrero de 2026, Naturgy, a través de su filial en Estados Unidos, Naturgy Candela Devco, LLC, ha realizado la venta de las sociedades 1780 Solar Project, LLC, Stonefield Solar, LLC, Rough Hat Solar, LLC, Larrea Solar project, LLC, Bar C Solar, LLC, Esmeralda North Solar Project, LLC, Rough Hat Clark Bess, LLC, Rough Hat Clark Manager, LLC, Sunflower Energy project, LLC, Sunvine Energy project, LLC y Independence Energy Project, LLC (Nota 9).

El 10 de marzo de 2026, Naturgy adquirió, a través de su filial Naturgy Nuevas Energías, S.L.U., el 75% de la sociedad Serpentina Solar, S.L.

El 13 de marzo de 2026, Naturgy adquirió, a través de su filial Naturgy Nuevas Energías, S.L.U., el 75% de la sociedad Callacantis, S.L.

El 25 de marzo de 2026, Naturgy, a través de su filial en Estados Unidos, Naturgy Candela Devco, LLC, ha realizado la venta de la sociedad Summer Shade Solar, LLC (Nota 9).

El 29 de abril de 2026, Naturgy adquirió, a través de su filial Naturgy Nuevas Energías, S.L.U., el 100% de la sociedad RWE 2, S.L.U.

El 20 de mayo de 2026, Naturgy adquirió, a través de su filial Naturgy Nuevas Energías, S.L.U., el 100% de la sociedad Bio Utiel, S.L.U.

El 30 de junio, Naturgy, a través de su filial en Estados Unidos, Naturgy Candela Devco, LLC, ha realizado la venta de la sociedad DT Solar Farms, LLC (Nota 9).

Para las adquisiciones de sociedades realizadas durante el primer semestre de 2026, Naturgy ha realizado el análisis para determinar, para cada adquisición, si se ha adquirido un negocio o un grupo de activos, concluyendo, en su mayor parte que son adquisiciones de activos y no constituyen negocios, a excepción de las detalladas en la Nota 24.

Ejercicio 2025

El 10 de enero de 2025, Naturgy vendió, a través de su filial Naturgy Vento, S.A el 9% de su participación en SET Veciana, S.L.

Con fechas 6 de marzo de 2025 y 23 de julio de 2025, Global Power Generation, S.A. realizó ampliaciones de capital por compensación de deuda en Global Power Generation Australia Pty, Ltd., aumentando su participación en el capital social de esta sociedad (y de sus filiales) en un 0,9%.

El 3 de octubre de 2025, Naturgy adquirió, a través de su filial Naturgy Nuevas Energías, S.L.U., el 75% de la sociedad Pelecanus, S.L.

El 16 de octubre de 2025, Naturgy adquirió, a través de su filial Naturgy Nuevas Energías, S.L.U., el 75% de las sociedades Alnux Solar, S.L., Linurgus, S.L. y Atrotus, S.L.

El 4 de noviembre de 2025, Naturgy adquirió, a través de su filial Naturgy Nuevas Energías, S.L.U., el 75% de la sociedad Carpodacus, S.L.

El 27 de noviembre de 2025, Naturgy adquirió, a través de su filial Naturgy Nuevas Energías, S.L.U., el 75% de las sociedades Artinita, S.L. y Hidenita, S.L.

El 11 de diciembre de 2025, Naturgy vendió, a través de su filial Naturgy Vento, S.A el 7% de su participación en SET Veciana, S.L.

Con fecha 26 de diciembre se efectuó una ampliación de capital en “Sociedade Galega do Medio Ambiente, S.A” a la que Naturgy no acudió, disminuyendo su participación en el capital social de esta sociedad en un 3,8%.

El 31 de diciembre de 2025, Naturgy vendió, a través de su filial Naturgy Aprovisionamientos, S.A el 7,4% de su participación en Qalhat LNGS A.O.C.

Para las adquisiciones de sociedades realizadas durante el ejercicio 2025, Naturgy realizó el análisis para determinar, para las adquisiciones en que aplicase, si se había adquirido un negocio o un grupo de activos, concluyendo que en el ejercicio 2025 no hubo combinaciones de negocios.

Nota 3. Información financiera por segmentos operativos

La estructura de segmentos operativos de Naturgy está alineada y es coherente con el modelo de reporting al Consejo de Administración de Naturgy, encargado de revisar regularmente los resultados de los segmentos dentro del proceso de toma de decisiones operativas de la entidad para decidir sobre los recursos que deben asignarse a cada uno de ellos y evaluar su rendimiento.

La identificación y agregación de los segmentos operativos se realiza considerando factores materiales, tales como la similitud de las características económicas, la naturaleza de los productos y servicios, los procesos operativos, los tipos de clientes, los métodos de distribución y el entorno regulatorio. Sobre esta base, únicamente se agregan aquellos segmentos que presentan características relevantes sustancialmente similares y un perfil de rendimiento comparable a largo plazo, lo que justifica su presentación conjunta.

Durante el primer semestre de 2026, no se han producido cambios relevantes en las circunstancias del Grupo que requieran una modificación de la estructura de segmentos operativos, manteniéndose, en consecuencia, los criterios de identificación y agregación aplicados al cierre del ejercicio 2025.

A 30 de junio de 2026, los segmentos operativos se encuentran agrupados en dos grandes bloques, Redes de Distribución y Mercados de Energía:

- **Redes de Distribución:** agrupa los segmentos de negocios dedicados a la gestión de infraestructuras reguladas de distribución y transporte de gas y electricidad. La definición de cada segmento operativo de esta agrupación se ha realizado considerando principalmente el área geográfica (país), la naturaleza de la actividad, el entorno regulatorio, el tipo de cliente y la homogeneidad de los procesos operativos.
 - **Gas España:** engloba el negocio regulado de distribución de gas en España.
 - **Gas México:** engloba el negocio regulado de distribución y comercialización de gas en México.
 - **Gas Brasil:** engloba el negocio regulado de distribución y comercialización de gas en Brasil.
 - **Gas Argentina:** engloba el negocio regulado de distribución y comercialización de gas en Argentina.
 - **Gas Chile:** engloba el negocio regulado de distribución y comercialización de gas en Chile.
 - **Electricidad España:** engloba el negocio regulado de distribución de electricidad en España.
 - **Electricidad Panamá:** engloba el negocio regulado de distribución y comercialización de electricidad en Panamá.
 - **Electricidad Argentina:** engloba el negocio regulado de distribución y comercialización de electricidad en Argentina.

Dentro de este bloque, también se integra un holding que desarrolla actividades transversales vinculadas directamente con los negocios de esta agrupación.
- **Mercados de Energía:** integra los segmentos de negocios liberalizados con el siguiente detalle:
 - **Gestión de la Energía:** este segmento agrupa actividades caracterizadas por operar en mercados liberalizados:

- la comercialización del gas natural licuado, así como la actividad de transporte marítimo;
- la gestión del aprovisionamiento y resto de infraestructuras de gas y la comercialización a grandes consumos intensivos en energía; y
- la gestión del gasoducto de Medgaz, consolidada por el método de participación.

La agrupación responde a la similitud en los riesgos y retornos asociados a la exposición a precios de mercado, la gestión activa de contratos y la orientación a grandes consumidores y operadores energéticos, así como a la integración de la cadena de valor del gas en un entorno competitivo.

- **Generación Térmica:** estos segmentos se definen principalmente en función del área geográfica (España y Latinoamérica), la tecnología utilizada (generación convencional mediante combustibles fósiles, nuclear y ciclos combinados) y el entorno regulatorio específico de cada país. Se consideran también los procesos operativos y la gestión centralizada de los activos en cada área geográfica, lo que permite reflejar adecuadamente los riesgos, retornos y particularidades de cada mercado.
 - **España:** incluye la gestión del parque de generación térmica convencional (aquella que utiliza combustibles para la generación de calor y que no tiene un régimen especial) en el ámbito de España (nuclear y ciclos combinados de gas).
 - **Latinoamérica:** incluye la gestión del parque de generación térmica convencional en México, República Dominicana y Puerto Rico, este último integrado por el método de participación a través de la sociedad EcoEléctrica LP.
- **Generación Renovable:** estos segmentos se delimitan atendiendo al área geográfica (España, Estados Unidos, Latinoamérica y Australia), la tecnología empleada (eólica, solar, minihidráulica, cogeneración e hidráulica), el marco regulatorio y el grado de desarrollo de los proyectos en cada región. Esta segmentación permite reflejar las diferencias en el entorno competitivo, los incentivos regulatorios y las oportunidades de crecimiento en cada mercado.
 - **España:** incluye la gestión del parque y los proyectos de generación de fuentes de energía eólica, minihidráulica, solar y cogeneración, incorporando adicionalmente la generación de electricidad hidráulica, situados en España, así como el porfolio de desarrollo en el resto de los países de Europa.
 - **Estados Unidos:** incluye la gestión del parque y los proyectos de generación fotovoltaica que se desarrollan en Estados Unidos.
 - **Latinoamérica** incluye la gestión del parque y los proyectos de generación de electricidad renovable situados en Latinoamérica (Brasil, Chile, Costa Rica, México y Panamá).
 - **Australia:** incluye la gestión del parque y los proyectos de generación de electricidad renovable en Australia.
- **Gases Renovables:** recoge la gestión de los proyectos de gases renovables, principalmente biometano e hidrógeno verde. La definición del segmento responde a la naturaleza innovadora de las actividades, el marco regulatorio específico y el enfoque estratégico en el desarrollo de nuevas soluciones energéticas sostenibles.
- **Comercialización:** este segmento se define en función del objetivo de la actividad principal que consiste en la gestión del modelo comercial a clientes finales para gas, electricidad y servicios. Se consideran factores como el tipo de cliente (residencial, industrial y comercial), la diversificación de productos y servicios, la integración de nuevas tecnologías y el desarrollo de la marca en España.

También se incluye un holding que desarrolla actividades transversales vinculadas directamente con los negocios de esta agrupación.

 - **Resto:** incluye básicamente los gastos de funcionamiento de la Corporación, así como otras actividades menores y residuales.

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

Información financiera por segmentos – Estado del resultado consolidado intermedio

2026	Redes de Distribución										Mercados de Energía										Resto	Eli.	Total	
	Gas España	Gas México	Gas Brasil	Gas Argentina	Gas Chile	Elec. España	Elec. Panamá	Elec. Argentina	Holding y Eli.	Total	Gestión de la Energía	Gen. Térmica		Generación Renovable			Gases Renovables	Comer.	Holding y Eli.	Total				
												España	LatAm	España	Estados Unidos	LatAm								Australia
INCEN consolidado	441	422	463	352	387	539	509	104	10	3.227	2.546	747	368	70	10	83	31	14	3.001	—	6.870	—	—	10.097
INCEN entre segmentos	34	—	—	—	—	15	—	—	—	49	1.180	603	—	333	—	3	—	1	526	(2.314)	332	1	(382)	—
INCEN	475	422	463	352	387	554	509	104	10	3.276	3.726	1.350	368	403	10	86	31	15	3.527	(2.314)	7.202	1	(382)	10.097
Aprovisionamientos	(50)	(245)	(275)	(206)	(194)	—	(366)	(59)	1	(1.394)	(3.187)	(967)	(193)	(29)	—	(23)	—	(12)	(3.082)	2.314	(5.179)	—	383	(6.190)
Gastos de personal neto	(23)	(12)	(11)	(23)	(15)	(22)	(4)	(7)	(11)	(128)	(15)	(34)	(14)	(25)	(3)	(6)	(4)	(5)	(38)	(8)	(152)	(21)	—	(301)
Otros ingresos/gastos de explotación/imputación subvenciones/resultado enajenación inmovilizado	(43)	(17)	(28)	(52)	(22)	(36)	(27)	(9)	(6)	(240)	(11)	(127)	(23)	(99)	—	(14)	(14)	(2)	(88)	(3)	(381)	(9)	(1)	(631)
Resultado bruto de explotación	359	148	149	71	156	496	112	29	(6)	1.514	513	222	138	250	7	43	13	(4)	319	(11)	1.490	(29)	—	2.975
Amortización y pérdidas por deterioro de activos	(126)	(30)	(29)	(8)	(26)	(141)	(32)	—	1	(391)	(50)	(62)	(37)	(118)	(12)	(10)	(30)	(2)	(75)	(1)	(397)	(20)	—	(808)
Deterioro pérdidas crediticias	—	(1)	(7)	(3)	—	—	(5)	(1)	(1)	(18)	1	(1)	—	—	—	—	—	—	(42)	—	(42)	—	—	(60)
Otros resultados	—	—	—	—	—	—	—	—	3	3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3
Resultado de explotación	233	117	113	60	130	355	75	28	(3)	1.108	464	159	101	132	(5)	33	(17)	(6)	202	(12)	1.051	(49)	—	2.110
Resultado financiero	(60)	(22)	(4)	(3)	(17)	(76)	(35)	(5)	(16)	(238)	(12)	(9)	(8)	(39)	(5)	(3)	(28)	(1)	11	(27)	(121)	1.110	(1.059)	(308)
Resultado método participación	—	1	—	—	18	—	—	—	—	19	12	—	37	(4)	—	—	—	—	—	—	45	—	—	64
Impuesto sobre beneficios	(52)	(29)	(38)	(18)	(31)	(74)	(7)	(12)	(8)	(269)	(82)	(37)	(27)	(22)	2	(2)	12	2	(54)	(1)	(209)	(4)	—	(482)
Inversión inmovilizado material, intangible y activos por derecho de uso	56	49	32	18	26	154	94	13	—	442	5	61	14	130	32	13	72	1	75	—	403	40	—	885
2025	Redes de Distribución										Mercados de Energía										Resto	Eli.	Total	
	Gas España	Gas México	Gas Brasil	Gas Argentina	Gas Chile	Elec. España	Elec. Panamá	Elec. Argentina	Holding y Eli.	Total	Gestión de la Energía	Gen. Térmica		Generación Renovable			Gases Renovables	Comer.	Holding y Eli.	Total				
												España	LatAm	España	Estados Unidos	LatAm								Australia
INCEN consolidado	463	427	533	298	383	454	500	97	—	3.155	2.129	670	409	73	10	77	47	19	3.368	3	6.805	1	—	9.961
INCEN entre segmentos	33	—	—	—	—	15	—	—	—	48	993	515	—	346	—	4	1	1	477	(1.428)	909	—	(957)	—
INCEN	496	427	533	298	383	469	500	97	—	3.203	3.122	1.185	409	419	10	81	48	20	3.845	(1.425)	7.714	1	(957)	9.961
Aprovisionamientos	(47)	(279)	(369)	(153)	(206)	—	(365)	(53)	—	(1.472)	(2.577)	(805)	(233)	(27)	—	(22)	(1)	(16)	(3.340)	1.424	(5.597)	—	957	(6.112)
Gastos de personal neto	(27)	(13)	(12)	(21)	(14)	(24)	(5)	(9)	(5)	(130)	(17)	(33)	(12)	(23)	(3)	(7)	(3)	(5)	(38)	(8)	(149)	(11)	—	(290)
Otros ingresos/gastos de explotación/imputación subvenciones/resultado enajenación inmovilizado	(46)	(16)	(34)	(47)	(23)	(57)	(27)	(12)	(2)	(264)	(4)	(181)	(17)	(121)	(4)	(13)	(12)	(3)	(81)	(5)	(441)	(6)	—	(711)
Resultado bruto de explotación	376	119	118	77	140	388	103	23	(7)	1.337	524	166	147	248	3	39	32	(4)	386	(14)	1.527	(16)	—	2.848
Amortización y pérdidas por deterioro de activos	(127)	(29)	(25)	(7)	(29)	(137)	(30)	—	—	(384)	(46)	(67)	(31)	(144)	(22)	(13)	(23)	(2)	(74)	—	(422)	(19)	—	(825)
Deterioro pérdidas crediticias	(1)	(4)	(10)	(3)	—	—	(4)	(1)	—	(23)	—	(6)	—	—	—	—	—	—	(45)	—	(51)	—	—	(74)
Otros resultados	—	—	—	—	19	—	—	—	(10)	9	1	—	—	—	—	4	—	—	—	—	5	—	—	14
Resultado de explotación	248	86	83	67	130	251	69	22	(17)	939	479	93	116	104	(19)	30	9	(6)	267	(14)	1.059	(35)	—	1.963
Resultado financiero	(56)	(22)	(6)	4	(7)	(77)	(35)	(2)	(9)	(210)	(10)	(11)	(1)	(37)	(3)	13	(34)	—	14	(27)	(96)	1.312	(1.251)	(245)
Resultado método participación	—	5	—	—	17	1	—	—	—	23	15	—	36	2	—	—	—	—	—	—	53	—	—	76
Impuesto sobre beneficios	(57)	(26)	(28)	(23)	(39)	(46)	(10)	(10)	(6)	(245)	(105)	(21)	(33)	(18)	(1)	(4)	(4)	2	(58)	1	(241)	5	—	(481)
Inversión inmovilizado material, intangible y activos por derecho de uso	57	31	27	14	23	160	65	13	—	390	37	82	10	175	80	8	70	1	85	—	548	7	—	945

Nota 4. Pérdidas por deterioro de valor de los activos no financieros

4.1 Definición de las Unidades Generadoras de Efectivo

A 30 de junio de 2026, las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) se mantienen agrupadas conforme a la descripción de la estructura de negocios realizada en la Nota 4 “Pérdidas por deterioro de valor de los activos no financieros” de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025.

4.2 Información sobre deterioros realizados

De acuerdo con lo indicado en las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025, el Grupo evalúa la recuperabilidad de sus activos no financieros cuando existen indicios de deterioro, y realiza pruebas de deterioro anuales para el fondo de comercio y los activos intangibles con vida indefinida o no disponibles para su uso.

A 30 de junio de 2026, no se han identificado indicios de deterioro de carácter general que requieran una revisión global de las estimaciones del valor recuperable de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs), que fueron actualizadas al cierre del ejercicio 2025 en base al Plan Estratégico 2025-2027, aprobado por el Consejo de Administración el 18 de febrero de 2025.

En consecuencia, no se han efectuado nuevos test de deterioro, si bien se han realizado análisis específicos en aquellas UGEs o activos en los que se han producido circunstancias particulares que podrían afectar a las estimaciones previamente consideradas.

En la evaluación realizada se ha considerado el entorno macroeconómico actual, caracterizado, entre otros factores, por la evolución de la inflación, las tasas de interés y el contexto geopolítico, así como su posible impacto en las principales hipótesis utilizadas (incluyendo precios de la energía, tasas de descuento y perspectivas de crecimiento). El modelo de gestión de Naturgy garantiza que los posibles indicios de deterioro que pudieran manifestarse como consecuencia del actual entorno macroeconómico se identifiquen oportunamente, permitiendo actuar en consecuencia.

Los aspectos más sensibles en las evaluaciones realizadas son los siguientes:

- Evolución de las tasas de descuento:

En el contexto geopolítico actual, se ha procedido a la actualización de las tasas de descuento observándose ligeras subidas principalmente de las tasas de descuento a aplicar a las UGEs situadas en España, que no han puesto de manifiesto indicios de deterioro en estas UGEs.

- Impactos de los cambios normativos en negocios regulados:

En relación con la UGE de Distribución Gas España, para el próximo periodo regulatorio 2027-2032, la CNMC publicó en marzo de 2026 (Anexo II), sendos informes de evaluación relativos a la metodología retributiva de la actividad de distribución de gas establecida en la Circular 4/2020, así como a los valores unitarios de operación y mantenimiento de la actividad de transporte de gas natural y de las plantas de GNL. Estos informes fundamentan las propuestas de las nuevas circulares que determinarán la retribución de la distribución y transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado para el periodo 2027-2032. Dichas propuestas mantienen, con carácter general, la estructura básica de las metodologías actualmente en vigor, si bien introducen determinados ajustes en el esquema retributivo. A la fecha de formulación de estos Estados financieros intermedios resumidos consolidados, y a la espera de la aprobación definitiva de estas circulares, el análisis realizado no ha puesto de manifiesto indicios de deterioro, que requieran la actualización del test de deterioro de esta UGE.

En el caso de la UGE de Distribución Electricidad Argentina, el 23 de enero de 2026 el Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE) inició el procedimiento para la convocatoria de un Concurso Público Internacional para la venta del paquete accionario mayoritario en Naturgy San Juan, al finalizar el segundo período de gestión. En este contexto, Naturgy ha sido el único oferente presentado y, con base en ello, el regulador ha resuelto la renovación de la concesión, manteniéndose la titularidad accionarial actual. El análisis de estos hechos no ha puesto de manifiesto la existencia de indicios de deterioro que requieran la actualización del test de deterioro.

En relación con la UGE de Distribución Gas Brasil, en febrero de 2026 el Gobierno del Estado de Río de Janeiro comunicó la posible apertura de un proceso de licitación para la concesión de distribución de gas canalizado, actualmente gestionada por las sociedades del Grupo, CEG y CEG RIO. A la fecha de formulación de estos Estados financieros intermedios resumidos consolidados, el Gobierno no ha contestado formalmente a la solicitud de prórroga contractual de Naturgy, ni ha iniciado formalmente el proceso de licitación, por lo que se mantienen las hipótesis consideradas en el test de deterioro actualizado a cierre del ejercicio 2025. En consecuencia, no se han identificado indicios de deterioro que requieran la revisión de dicho test.

De acuerdo a las diferentes evaluaciones realizadas, no se ha puesto de manifiesto ningún indicio de deterioro que requiera actualizar los test de deterioro realizados en el cierre del ejercicio 2025.

4.3 Resultado de los test realizados

Como resultado del análisis de los tests de deterioro actualizados en 2025 conforme al Plan Estratégico 2025-2027, y tras comparar los valores recuperables, (calculados según la metodología descrita en la Nota 2.4. de los Estados financieros consolidados del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025), con los valores netos contables registrados, no ha sido necesario realizar dotaciones ni reversiones por deterioro en estos Estados financieros intermedios resumidos consolidados del periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2026.

En el periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2025, se dotó un deterioro por importe de 15 millones de euros por la evaluación del impacto de una sentencia judicial que declaró ilegal un parque eólico que venía operando desde el año 2010, 3 millones de euros por la apertura de recursos adicionales sobre permisos concedidos a parques eólicos, así como 6 millones de euros que correspondían a proyectos desestimados en la UGE de Generación Renovable España. Adicionalmente, se registró un deterioro de 16 millones de euros por un activo de un proyecto en desarrollo en Estados Unidos cuyo importe era no recuperable. Estos deterioros fueron registrados en el epígrafe de “Amortización y pérdidas por deterioro de activos” del inmovilizado material por 36 millones de euros y 4 millones de euros en el epígrafe “Amortización y pérdidas por deterioro de activos” del inmovilizado intangible.

Nota 5. Inmovilizado intangible, material y activos por derecho de uso

El movimiento producido en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2026 es el siguiente:

	Fondo de comercio	Otro inmovilizado intangible	Total inmovilizado intangible	Inmovilizado material	Activos por derecho de uso
Coste bruto	2.894	6.029	8.923	41.921	1.819
Fondo de amortización	—	(2.718)	(2.718)	(19.513)	(722)
Pérdidas por deterioro	—	(242)	(242)	(3.085)	—
Valor neto contable a 31.12.2025	2.894	3.069	5.963	19.323	1.097
Inversión (Nota 3)	—	174	174	659	52
Desinversiones	—	—	—	(2)	(2)
Dotación a la amortización (Nota 20)	—	(182)	(182)	(562)	(64)
Reversión / (Pérdidas) por deterioro (Notas 4 y 20)	—	—	—	—	—
Diferencias de conversión (1)	15	102	117	255	18
Adquisiciones de activos (Nota 2.6)	—	2	2	—	—
Reclasificaciones y otros (2)	—	7	7	5	—
Valor neto contable a 30.06.2026	2.909	3.172	6.081	19.678	1.101
Coste bruto	2.909	6.321	9.230	42.625	1.870
Fondo de amortización	—	(2.876)	(2.876)	(20.030)	(769)
Pérdidas por deterioro	—	(273)	(273)	(2.917)	—
Valor neto contable a 30.06.2026	2.909	3.172	6.081	19.678	1.101

(1) Incluye el efecto de la inflación de Argentina.

(2) Incluye las adiciones al activo por costes de desmantelamiento de instalaciones (Nota 11).

Tal y como se detalla en la Nota 4, durante el primer semestre de 2026 no se han registrado dotaciones ni reversiones por deterioro. Durante el primer semestre de 2025 se registró un deterioro de 40 millones de euros asociados a varios parques eólicos y proyectos solares en el negocio de Generación Renovable España, así como a un activo de un proyecto en desarrollo en el negocio de Generación Renovable Estados Unidos.

Naturgy mantiene a 30 de junio de 2026 compromisos de inversión por 508 millones de euros (394 millones de euros a 31 de diciembre de 2025), básicamente para la construcción de nuevas instalaciones de Generación Renovable y para el desarrollo de la red de distribución de gas y de electricidad.

El movimiento y composición del fondo de comercio por UGE en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2026 es el siguiente:

	01.01.2026	Diferencias de conversión	Deterioro	30.06.2026
Redes de Distribución	1.280	6	—	1.286
Gas México	20	1	—	21
Gas Brasil	12	1	—	13
Gas Chile	51	—	—	51
Electricidad España	1.070	—	—	1.070
Electricidad Panamá	127	4	—	131
Mercados de Energía	1.614	9	—	1.623
Gestión de la Energía	19	—	—	19
Generación Térmica	273	8	—	281
<i>LatAm</i>	273	8	—	281
Generación Renovable	895	1	—	896
<i>España</i>	885	—	—	885
<i>LatAm</i>	8	1	—	9
<i>Estados Unidos</i>	2	—	—	2
Comercialización	427	—	—	427
Total	2.894	15	—	2.909

Nota 6. Inversiones contabilizadas por el método de la participación

Asociadas y negocios conjuntos

Durante el periodo de seis meses finalizados a 30 de junio de 2026 no se han producido variaciones significativas en el epígrafe de Inversiones contabilizadas por el método de la participación. Las variaciones registradas responden, fundamentalmente, a la participación en el resultado de las sociedades participadas, al reparto de dividendos y a las diferencias de conversión.

Nota 7. Activos financieros

El detalle del epígrafe de activos financieros a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, clasificados por naturaleza y categoría es el siguiente:

30.06.2026	VR con cambios en Otro resultado global	VR con cambios en resultados	Coste amortizado	Total
Instrumentos de patrimonio	5	—	—	5
Instrumentos financieros derivados (Nota 13)	76	—	—	76
Otros activos financieros	—	—	341	341
Activos financieros no corrientes	81	—	341	422
Instrumentos financieros derivados (Nota 13)	26	—	—	26
Otros activos financieros	—	—	284	284
Activos financieros corrientes	26	—	284	310
Total	107	—	625	732

31.12.2025	VR con cambios en Otro resultado global	VR con cambios en resultados	Coste amortizado	Total
Instrumentos de patrimonio	5	—	—	5
Instrumentos financieros derivados (Nota 13)	64	—	—	64
Otros activos financieros	—	—	339	339
Activos financieros no corrientes	69	—	339	408
Instrumentos financieros derivados (Nota 13)	25	—	—	25
Otros activos financieros	—	—	280	280
Activos financieros corrientes	25	—	280	305
Total	94	—	619	713

La clasificación de los activos financieros registrados a valor razonable a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, es la siguiente:

	30.06.2026				31.12.2025			
Activos financieros	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total
Valor razonable con cambios en Otro resultado global	—	102	5	107	—	89	5	94
Valor razonable con cambios a resultados	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	—	102	5	107	—	89	5	94

7.1 Valor razonable con cambios en Otro resultado global

- Instrumentos de patrimonio:

Tal como se describe en la Nota 9 de las Cuentas anuales consolidadas a 31 de diciembre de 2025, incluye la participación del 85,4% en Electrificadora del Caribe, S.A. ESP (Electricaribe) valorada a 0 millones de euros a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025. Asociado con esta participación y su deterioro, se mantiene registrado un activo por impuesto diferido de 105 millones de euros a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, correspondiente a la pérdida fiscal que será deducible una vez se materialice la liquidación.

Además, se incluyen en este epígrafe participaciones menores en sociedades no cotizadas por importe de 5 millones de euros (5 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

- Derivados:

Corresponde a la valoración de los derivados de cobertura ligados a pasivos financieros por importe de 102 millones de euros (Nota 13), de los cuales 26 millones de euros están clasificados en el activo corriente (89 millones de euros a 31 de diciembre de 2025, de los cuales 25 millones de euros estaban clasificados en el activo corriente).

7.2 Coste amortizado

La composición a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 se muestra a continuación:

	30.06.2026	31.12.2025
Créditos comerciales	35	30
Fianzas y depósitos	105	104
Otros créditos	201	205
Otros activos financieros no corrientes	341	339
Créditos comerciales	12	13
Financiación del sistema eléctrico	80	112
Financiación del sistema gasista	—	93
Fianzas y depósitos	160	35
Otros créditos	32	27
Otros activos financieros corrientes	284	280
Total	625	619

A 30 de junio de 2026 en Otros activos financieros se incluyen principalmente los siguientes conceptos:

- Créditos comerciales por importe total de 47 millones de euros (43 millones de euros a 31 de diciembre de 2025) que incluyen, principalmente, cuentas a cobrar por arrendamientos financieros de instalaciones de gestión energética que han devengado un tipo de interés medio del 5,20% en el primer semestre de 2026 (4,92% en el ejercicio 2025).
- El epígrafe de Fianzas y depósitos asciende a 265 millones de euros a 30 de junio de 2026 (139 millones de euros a 31 de diciembre de 2025) e incluye, fundamentalmente, las fianzas depositadas ante las administraciones públicas competentes vinculadas a las garantías recibidas de clientes por el suministro de electricidad y gas natural, así como las garantías constituidas en mercados organizados asociadas a operaciones de compra y venta de energía. El incremento del saldo corriente, registrado a cierre del primer semestre de 2026, se explica principalmente por el aumento de requerimientos en relación con dichas operaciones, como consecuencia de la evolución de los precios de mercado y del mayor volumen de operaciones sujetas a este tipo de obligaciones.
- En el apartado “Otros créditos”, se incluye básicamente:
 - El valor de la concesión de generación Torito, en Costa Rica, que se considera un crédito, de acuerdo con la CINIIF 12 “Acuerdos de concesión de servicios” por importe de 75 millones de euros (75 millones de euros a 31 de diciembre de 2025), de los cuales 15 millones de euros están clasificados en el activo corriente (12 millones de euros a 31 de diciembre de 2025). Estos créditos se clasifican en este epígrafe por tratarse de un derecho incondicional a recibir efectivo con importes fijos o determinables.
 - Créditos por 120 millones de euros correspondientes al importe devengado de retribución de distribución eléctrica pendiente de recoger en las liquidaciones del sistema y que será cobrado a través de las mismas en un plazo superior a 12 meses (120 millones de euros a 31 de diciembre de 2025), clasificados en el activo no corriente.

- En el epígrafe “Financiación del sistema eléctrico” se incluyen los desajustes temporales producidos entre los ingresos y los costes del sistema eléctrico financiados por Naturgy conforme a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Este importe será recuperado a través de las liquidaciones del sistema eléctrico. 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 correspondientes al ejercicio. A 30 de junio de 2026 asciende a 80 millones de euros (112 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).
- A 31 de diciembre de 2025, el epígrafe “Financiación del sistema gasista” incluía los desajustes temporales producidos entre los ingresos y los costes del sistema gasista por importe de 93 millones de euros que, conforme a la Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre, deben recuperarse en el año gas siguiente. En concreto, la Orden TED 1022/2021 establece que el desajuste anual será recuperado a través de la primera liquidación disponible del año gas siguiente. A 30 de junio de 2026 dichos desajustes temporales se incluyen en “Otros pasivos corrientes” por presentar un saldo acreedor (Nota 14).

Nota 8. Otros activos no corrientes y deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

El detalle de los epígrafes “Otros activos no corrientes” y “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar”, a 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, clasificados por naturaleza y categoría es el siguiente:

30.06.2026	VR con cambios en Otro resultado global	VR con cambios en resultados	Coste amortizado	Total
Instrumentos financieros derivados (Nota 13)	202	10	—	212
Otros activos	—	—	231	231
Otros activos no corrientes	202	10	231	443
Instrumentos financieros derivados (Nota 13)	580	142	—	722
Otros activos	—	—	2.935	2.935
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	580	142	2.935	3.657
Total	782	152	3.166	4.100

31.12.2025	VR con cambios en Otro resultado global	VR con cambios en resultados	Coste amortizado	Total
Instrumentos financieros derivados (Nota 13)	188	9	—	197
Otros activos	—	—	274	274
Otros activos no corrientes	188	9	274	471
Instrumentos financieros derivados (Nota 13)	240	63	—	303
Otros activos	—	—	3.091	3.091
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	240	63	3.091	3.394
Total	428	72	3.365	3.865

La clasificación de los activos financieros registrados a valor razonable a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 es la siguiente:

Activos financieros	30.06.2026				31.12.2025			
	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total
Valor razonable con cambios en Otro resultado global	18	737	27	782	6	389	33	428
Valor razonable con cambios a resultados	—	152	—	152	—	69	3	72
Total	18	889	27	934	6	458	36	500

8.1 Valor razonable con cambios en Otro resultado global

En activos financieros derivados a valor razonable con cambios en Otro resultado global se incluyen derivados operativos de cobertura de precios de gas por importe de 723 millones de euros (389 millones de euros a 31 de diciembre de 2025) de los cuales 181 millones de euros están clasificados como no corrientes (161 millones a 31 de diciembre de 2025). Asimismo, se incluyen coberturas de compra de Derechos de Emisión de la Unión Europea (EUAs) por importe de 3 millones de euros (5 millones de euros a 31 de diciembre de 2025), derivados operativos de cobertura de precios de electricidad por importe de 15 millones de euros (1 millones de euros a 31 de diciembre de 2025) y coberturas de tipo de cambio por 14 millones de euros 30 de junio de 2026, todo ello clasificado en el corriente.

Adicionalmente, se incluye el valor de los derivados asociados a los contratos de venta de electricidad a largo plazo de la producción de electricidad de alguna de las instalaciones en Australia con una valoración de 27 millones de euros, de los cuales, 21 millones de euros se encuentran clasificados en el no corriente (33 millones de euros a 31 de diciembre de 2025, de los cuales 27 millones de euros se encontraban clasificados en el no corriente).

8.2 Valor razonable con cambios en resultados

A 30 de junio de 2026, en activos financieros derivados a valor razonable con cambios en resultados se incluyen derivados operativos de precios de gas por importe de 152 millones de euros, de los cuales, 10 millones de euros se encuentran clasificados como no corrientes y 142 millones de euros como corrientes.

A 31 de diciembre de 2025, se incluían derivados operativos de precios de gas por importe de 68 millones de euros, 62 millones de euros clasificados como corrientes, derivados asociados a los contratos de venta de electricidad a largo plazo de una de las instalaciones en Australia por importe de 3 millones de euros clasificados en el no corriente y derivados operativos de cobertura de tipos de cambio por importe de 1 millones de euros clasificado como corrientes.

8.3 Coste amortizado

La composición a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 se muestra a continuación:

	30.06.2026	31.12.2025
Deudores ingresos por servicios de capacidad (Activo por contrato)	92	91
Otros deudores	139	183
Otros activos no corrientes	231	274
Clientes	3.025	3.046
Cuentas a cobrar de empresas vinculadas	—	2
Provisión por deterioro por pérdidas crediticias de deudores	(555)	(597)
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	2.470	2.451
Administraciones públicas	175	251
Pagos anticipados	108	105
Deudores ingresos por servicios de capacidad (Activo por contrato)	6	17
Deudores varios	133	222
Otros deudores	422	595
Activo por impuesto corriente	43	45
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	2.935	3.091
Otros activos no corrientes y deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	3.166	3.365

En el apartado “Deudores ingresos por servicios de capacidad” se incluyen los ingresos pendientes de facturar reconocidos por la linealización en el periodo de vigencia de los contratos de prestación de servicios por la cesión de capacidad de generación eléctrica con la Comisión Federal de Electricidad de México (Activo por contrato).

En el apartado de “Otros deudores no corrientes” se incluye un importe de 80 millones de euros (71 millones de euros a 31 de diciembre de 2025) en relación con la decisión del Tribunal Supremo Federal de Brasil en mayo de 2021 a favor de las sociedades de Naturgy, CEG y CEG Río, por la que se reconoce el derecho de crédito relacionado con las cantidades indebidamente pagadas por la inclusión del Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) en la base de cálculo del Programa de Integração Social (PIS) y la Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS). Este activo, que las sociedades brasileñas han sido autorizadas a compensar desde diciembre de 2023, se registró con abono a una cuenta a pagar registrada en el epígrafe “Otros pasivos no corrientes” del Estado de situación consolidado en base al entendimiento que el crédito fiscal será traspasado a los clientes finales, si bien su desembolso no tendrá lugar en el corto plazo.

Asimismo, a 30 de junio de 2026 el epígrafe de “Otros deudores” incluye 36 millones de euros asociados a los ajustes por desviaciones de precios de las instalaciones de Generación Renovable en España sujetas al régimen retributivo específico de los cuales 9 millones de euros están clasificados en el corriente (100 millones de euros a 31 de diciembre de 2025 de los cuales, 80 millones de euros, clasificados en el no corriente, y 20 millones de euros clasificados en el corriente).

El saldo de Clientes incluye los importes acumulados por las ventas de electricidad y gas pendientes de facturar que ascienden a 1.326 millones de euros a 30 de junio de 2026 (1.027 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

A 30 de junio de 2026, Naturgy tiene saldos no vencidos por valor de 494 millones de euros (518 millones de euros a 31 de diciembre de 2025), que han sido objeto de operaciones de factoring sin recurso, por lo que se ha procedido a dar de baja dichos importes del activo del Estado de situación financiera consolidado a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025.

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

A 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, el Grupo presenta activos no corrientes mantenidos para la venta y pasivos vinculados con estos últimos.

A 31 de diciembre de 2025, el Grupo clasificó en este epígrafe tres grupos enajenables de elementos, al haberse determinado que la recuperación de su importe en libros se produciría fundamentalmente a través de su venta.

Ibereólica Cabo Leones II, S.A. y GPG Solar Chile 2017, S.p.A. (Cabo Leones y GPG Solar)

Este grupo incluye las sociedades Ibereólica Cabo Leones II, S.A., titular del parque eólico Cabo Leones, y GPG Solar Chile 2017, S.p.A., operadora del parque solar San Pedro y que pertenecen al segmento de Generación Renovable Latinoamérica. Ambos activos se ubican en el norte de Chile y corresponden a instalaciones de generación renovable en operación, junto con sus contratos de venta de energía y estructuras de financiación asociadas.

Ambos proyectos han venido experimentando dificultades relevantes para atender sus compromisos financieros con los flujos generados por la actividad ordinaria. Estas dificultades derivan de factores estructurales del sistema eléctrico chileno, entre ellos los déficits de capacidad en las redes de transmisión y la diferente composición del mix de generación entre los nodos en los que el Grupo inyecta energía y aquellos en los que tiene asumidos sus compromisos de venta con las distribuidoras. Esta situación ha afectado negativamente a la rentabilidad de los proyectos.

En este contexto, la dirección decidió llevar a cabo la desinversión de ambos activos e inició un proceso estructurado de negociación con potenciales compradores. A la fecha de su clasificación como activos no corrientes mantenidos para la venta, los activos se encontraban disponibles para su venta inmediata en sus condiciones actuales y, atendiendo al estado del proceso y al interés identificado en el mercado, la dirección concluyó que se cumplían los requisitos establecidos en la normativa aplicable para dicha clasificación.

Durante el primer semestre de 2026, el proceso de desinversión ha continuado desarrollándose conforme a lo previsto y sin que se hayan producido cambios relevantes en los hechos y circunstancias considerados en el momento de la clasificación inicial. La dirección mantiene su estimación de que la venta de los activos es altamente probable y que se completará dentro del plazo de un año establecido por la normativa aplicable.

Estos activos no se consideran actividades interrumpidas, dado que no representan una línea de negocio ni una zona geográfica de explotación significativa para el Grupo. Su enajenación no supone una modificación sustancial en los ingresos, clientes o procesos principales de Naturgy.

Inca de Varas I, S.p.A. e Inca de Varas II, S.p.A. (Inca de Varas)

Los activos de las sociedades Inca de Varas I S.p.A. e Inca de Varas II S.p.A. corresponden a los proyectos de construcción de dos centrales fotovoltaicas y capacidad de almacenamiento unida a las mismas, mediante un sistema de baterías en el norte de Chile, en la región de Atacama. Ambos proyectos, que pertenecen al segmento Generación Renovable Latinoamérica, se encuentran en fase de desarrollo e incluyen derechos, permisos, estudios técnicos, y diversas obras en curso necesarias para su futura construcción.

En octubre de 2025 se alcanzó un acuerdo para la potencial venta de estos proyectos, sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones previas al cierre de la operación. A la fecha de formulación de las Cuentas anuales consolidadas de 2025, la dirección consideró que el cierre de la operación era altamente probable y que se completaría en los próximos meses.

Durante el primer semestre de 2026, el proceso de desinversión ha experimentado una evolución distinta a la inicialmente prevista, al no haberse materializado en los términos contemplados algunos de los hitos necesarios para la ejecución del acuerdo alcanzado en 2025. No obstante, esta circunstancia no supone un cambio en la decisión del Grupo de llevar a cabo la desinversión de estos activos ni en el grado de compromiso existente con dicho plan.

En este sentido, los activos continúan estando disponibles para su venta en sus condiciones actuales y el Grupo mantiene un programa activo para la identificación de alternativas y potenciales compradores. En consecuencia, a la fecha de formulación de estos Estados financieros, la dirección considera que siguen cumpliéndose los requisitos establecidos por la normativa contable para su clasificación como activos no corrientes mantenidos para la venta, manteniéndose la expectativa de que su enajenación es altamente probable dentro del horizonte temporal exigido por dicha normativa.

El proyecto no se presenta como actividad interrumpida, puesto que no constituye una línea de negocio diferenciada ni un área geográfica relevante dentro de la estructura operativa del Grupo. Su venta no implica una reducción significativa de los ingresos o de las actividades principales de Naturgy.

Proyectos de desarrollo fotovoltaico en Estados Unidos (proyectos solares en Estados Unidos)

Este grupo estaba integrado por una cartera de proyectos en desarrollo de instalaciones fotovoltaicas y de baterías en Estados Unidos, perteneciente al segmento de Generación Renovable Estados Unidos. Los proyectos se encontraban en distintos grados de desarrollo, incluyendo en su mayoría derechos sobre los terrenos, derechos de interconexión, así como permisos medioambientales y documentación técnica. Cabe señalar que Naturgy cuenta actualmente con tres instalaciones fotovoltaicas en operación en este país, de modo que la cartera clasificada formaba parte de un conjunto adicional de oportunidades de desarrollo.

Con fecha 13 de febrero de 2026, el Grupo formalizó la venta de la mayor parte de esta cartera de proyectos, previamente clasificada como activos no corrientes mantenidos para la venta a 31 de diciembre de 2025, tras alcanzarse un acuerdo definitivo con el comprador y cumplirse las condiciones necesarias para su transmisión. Posteriormente, dos proyectos inicialmente previstos en la operación anterior fueron finalmente vendidos en marzo y junio de 2026, respectivamente. Como resultado de dichas operaciones, se transmitieron la mayoría de los proyectos incluidos en la cartera, quedando pendientes de enajenación un número reducido de proyectos, cuyo proceso de desinversión continúa en curso.

El acuerdo de venta contempla, adicionalmente, la posibilidad de obtención de contraprestaciones variables condicionada al cumplimiento de determinados hitos futuros asociados al desarrollo de los proyectos transmitidos. Estas contraprestaciones han sido consideradas en la valoración de la operación sobre la base de la mejor información disponible a la fecha de transmisión, atendiendo al grado de avance de los proyectos, a la naturaleza de los hitos y a las incertidumbres asociadas a su cumplimiento. A 30 de junio de 2026, la plusvalía resultante de esta operación en base al valor razonable determinado por este concepto no resulta significativa, sin perjuicio de su actualización en cierres posteriores en función de la evolución de las circunstancias consideradas en la estimación.

Los activos que permanecen pendientes de venta continúan disponibles para su enajenación en sus condiciones actuales y la dirección considera que su desinversión es altamente probable.

El desglose por naturaleza de los activos clasificados como mantenidos para la venta y de los pasivos vinculados, a 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

2026	Cabo Leones y GPG Solar	Inca de Varas	Proyectos solares Estados Unidos	Total
Inmovilizado intangible	—	4	—	4
Inmovilizado material	189	2	6	197
Activos por derechos de uso	57	1	—	58
Activos financieros no corrientes	—	—	—	—
Otros activos no corrientes	—	—	—	—
Activo por impuesto diferido	21	—	—	21
ACTIVO NO CORRIENTE	267	7	6	280
Existencias	—	—	—	—
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	14	—	—	14
Otros activos financieros corrientes	23	—	—	23
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	10	—	—	10
ACTIVO CORRIENTE	47	—	—	47
TOTAL ACTIVO	314	7	6	327
Ingresos diferidos	—	—	—	—
Provisiones no corrientes	8	—	—	8
Pasivos financieros no corrientes	54	1	—	55
Pasivo por impuesto diferido	5	1	—	6
Otros pasivos no corrientes	2	—	—	2
PASIVO NO CORRIENTE	69	2	—	71
Pasivos financieros corrientes	229	—	—	229
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	20	—	—	20
Otros pasivos corrientes	—	—	—	—
PASIVO CORRIENTE	249	—	—	249
TOTAL PASIVO	318	2	—	320

A 30 de junio de 2026, las sociedades Ibereólica Cabo Leones II, S.A. y GPG Solar Chile 2017, S.p.A. incurrían en determinados incumplimientos de sus obligaciones financieras. No obstante, ambas entidades han acordado con las entidades financiadoras la recuperación de los pasivos a través de la venta de las sociedades. En consecuencia, los saldos pendientes de dichas deudas se clasifican como pasivos corrientes al cierre del periodo. A 31 de diciembre de 2025, estas sociedades igualmente presentaban incumplimientos de naturaleza similar.

2025	Cabo Leones y GPG Solar	Inca de Varas	Proyectos solares Estados Unidos	Total
Inmovilizado intangible	—	4	4	8
Inmovilizado material	184	1	46	231
Activos por derechos de uso	55	1	—	56
Activos financieros no corrientes	—	—	—	—
Otros activos no corrientes	—	—	—	—
Activo por impuesto diferido	17	—	—	17
ACTIVO NO CORRIENTE	256	6	50	312
Existencias	—	—	—	—
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	12	—	—	12
Otros activos financieros corrientes	23	—	—	23
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	16	—	—	16
ACTIVO CORRIENTE	51	—	—	51
TOTAL ACTIVO	307	6	50	363
Ingresos diferidos	—	—	—	—
Provisiones no corrientes	7	—	—	7
Pasivos financieros no corrientes	52	1	—	53
Pasivo por impuesto diferido	5	1	—	6
Otros pasivos no corrientes	2	—	—	2
PASIVO NO CORRIENTE	66	2	0	68
Pasivos financieros corrientes	229	—	—	229
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	13	—	—	13
Otros pasivos corrientes	—	—	—	—
PASIVO CORRIENTE	242	—	—	242
TOTAL PASIVO	308	2	0	310

La actividad de generación de carbón en España se interrumpió en el ejercicio 2020. Durante el primer semestre de 2026, se ha continuado avanzando en el proceso de desmantelamiento de las instalaciones, encontrándose este en fase final, pendiente de la finalización de determinados trámites asociados a la única instalación que aún no ha completado el proceso (Nota 18).

Nota 10. Patrimonio neto

Los principales componentes del Patrimonio neto se detallan en los siguientes apartados:

10.1 Capital social y Prima de emisión

Las variaciones durante el primer semestre del ejercicio 2026 y durante el ejercicio 2025 del número de acciones y las cuentas de Capital social y Prima de emisión han sido las siguientes:

	Número de acciones	Capital social	Prima de emisión	Total
01.01.2025	969.613.801	970	3.808	4.778
Variación	—	—	—	—
31.12.2025	969.613.801	970	3.808	4.778
Variación	—	—	—	—
30.06.2026	969.613.801	970	3.808	4.778

Todas las acciones emitidas están totalmente desembolsadas y con los mismos derechos políticos y económicos.

Durante el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2026 y el periodo anual terminado el 31 de diciembre de 2025 no se han producido variaciones en el número de acciones ni en las cuentas de “Capital social” y “Prima de emisión”.

El Consejo de Administración de la Sociedad, y durante un plazo máximo de cinco años a partir del 25 de marzo de 2025, está facultado para aumentar el capital social en la cantidad máxima correspondiente al 50% del capital social de la Sociedad en el momento de la autorización, mediante desembolso dinerario, en una o varias veces, en la oportunidad y cuantía que el mismo decida, emitiendo acciones ordinarias, privilegiadas o rescatables, con voto o sin voto, con prima o sin prima, sin necesidad de nueva autorización de la Junta General, con la posibilidad de acordar en su caso la exclusión, total o parcial, del derecho de suscripción preferente hasta el límite del 20% del capital social en el momento de la autorización, así como para modificar los artículos de los Estatutos Sociales que sea preciso por el aumento o aumentos de capital que realice en virtud de la indicada autorización, con previsión de suscripción incompleta, todo ello de conformidad con lo establecido en el artículo 297.1.b) de la Ley de Sociedades de Capital. Asimismo, en base a esta autorización, realizará, en su caso, los trámites y actuaciones necesarias ante los organismos del mercado de valores, nacionales o extranjeros, para solicitar la admisión a negociación, permanencia y/o, en su caso, para su exclusión de las acciones emitidas.

La Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la “Prima de emisión” para ampliar capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

Las participaciones más relevantes en el capital social de Naturgy Energy Group, S.A. a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, de acuerdo con la información pública disponible o a la comunicación realizada a Naturgy Energy Group, S.A., son las siguientes:

	Participación en el capital social %	
	30.06.2026	31.12.2025
- Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona, “la Caixa” (1)	28,5	26,0
- BlackRock, Inc. (2)	3,7	12,5
- CVC Capital Partners PLC (3)	—	13,8
- Corporación Financiera Alba, S.A. (4)	5,0	5,0
- IFM Global Infrastructure Fund (5)	15,5	15,5
- Sonatrach (6)	4,1	4,1

(1) Participación a través de Critería Caixa, S.A.U.

(2) El 3 de marzo de 2026, GIP III Canary 1, S.à.r.l realizó la colocación acelerada de la totalidad de su participación representativa del 11,422% del capital social de Naturgy Energy Group, S.A. A 30 de junio de 2026, BlackRock, Inc. mantiene únicamente una participación sobre el capital del 3,7% que se suma a un 0,547% de derechos de voto derivados de instrumentos financieros. A 31 de diciembre de 2025, la participación de BlackRock, Inc. se ostentaba principalmente a través de GIP III Canary 1, S.à.r.l., que poseía una participación directa de 11,422%, además de un 0,092% de derechos de voto derivados de instrumentos financieros.

(3) El 26 de mayo de 2026, Rioja Acquisition, S.à.r.l realizó la colocación acelerada de sus acciones ordinarias representativas del 11,08% del capital social de Naturgy Energy Group, S.A., así como la liquidación de determinadas operaciones de derivados que conllevaban una disposición adicional de acciones representativas del 2,72% y que se liquidaron de forma simultánea a la colocación. Como resultado de estas operaciones, Rioja Aquisition, S.à.r.l. transmitió la totalidad de su participación en el capital social de Naturgy, equivalente al 13,8%. Adicionalmente, el contrato de accionistas existente entre los vehículos de Corporación Financiera Alba y CVC en relación con Naturgy quedó resuelto automáticamente, según la comunicación remitida a la CNMV el 2 de junio de 2026. A 31 de diciembre de 2025, CVC Capital Partners PLC ostentaba su participación a través de Rioja Acquisition, S.à.r.l.

(4) A través de Alba Europe, S.à.r.l.

(5) A través de Global InfraCo O (2), S.à.r.l.

(6) Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures.

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

El 30 de junio de 2026 la cotización de las acciones de Naturgy Energy Group, S.A. se situó en 27,46 euros. El 31 de diciembre de 2025 la cotización fue de 25,92 euros.

Naturgy permaneció excluida de los índices MSCI desde febrero de 2024 debido a la reducción de su capital flotante por debajo de los umbrales exigidos, sin relación con su desempeño operativo o financiero. Tras las operaciones realizadas sobre acciones propias durante 2025, y que se mencionan en el apartado “Acciones propias” de esta nota, MSCI comunicó en noviembre de dicho ejercicio la reincorporación de la Sociedad a sus índices, con efectos a partir del 25 de noviembre de 2025.

10.2 Remuneraciones basadas en acciones

Según se indica en la Nota 14.3 de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025, con fecha 18 de febrero 2025, el Consejo de Administración de Naturgy aprobó el Plan Estratégico 2025-2027, acordando por ello, la liquidación anticipada del plan de incentivo variable a largo plazo que cubría el periodo 2018-2025. Asimismo, el Consejo de Administración, siguiendo la propuesta de la Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Gobierno Corporativo, decidió que se liquidase en efectivo el valor del excedente del vehículo societario generado de acuerdo con las condiciones establecidas inicialmente, en lugar de la entrega de acciones.

Como consecuencia de lo anterior, se registró de forma anticipada la consolidación de los derechos a la fecha de liquidación dando lugar al reconocimiento de un gasto de 2 millones de euros en el Estado del resultado consolidado del ejercicio 2025, en el epígrafe “Gastos de Personal”, con abono al epígrafe de “Reservas” del Estado de situación financiera consolidado (Nota 18). Asimismo, se reconoció la totalidad del pasivo devengado desde 2018 a valor razonable como una reclasificación del patrimonio neto, que fue posteriormente satisfecho a los veintitrés directivos beneficiarios. La liquidación correspondiente al periodo de siete años comprendido entre 2018 y 2024 ha supuesto un importe anual de 9.584 miles de euros.

10.3 Acciones propias

Los movimientos durante el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2026 y durante el ejercicio 2025 con acciones propias de Naturgy Energy Group, S.A. han sido los siguientes:

	Número de acciones	Importe (millones de euros)	% Capital
01.01.2025	8.879.595	206	0,9 %
Oferta pública de adquisición	88.000.000	2.332	9,1 %
30.06.2025	96.879.595	2.538	10,0 %
1ª Colocación acelerada	(19.305.000)	(506)	(2,0) %
2ª Colocación acelerada	(34.100.000)	(893)	(3,5) %
Entrega empleados	(254.365)	(7)	— %
31.12.2025	43.220.230	1.132	4,5 %
Entrega a empleados	(339.468)	(9)	— %
30.06.2026	42.880.762	1.123	4,4 %

La Junta General de Accionistas del 25 de marzo de 2025 autorizó al Consejo de Administración para que, en un plazo no superior a los cinco años, pueda adquirir a título oneroso, en una o varias veces, acciones de la Sociedad que estén totalmente desembolsadas, sin que nunca el valor nominal de las acciones adquiridas directa o indirectamente, sumándose al de las que ya posean la Sociedad y sus filiales supere el 10% del capital suscrito, o cualquier otro que legalmente se establezca. El precio o valor de contraprestación no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar en un 20% el valor de su cotización en la última sesión de Bolsa anterior a la operación.

Ejercicio 2026

Entrega a empleados

En ejecución de los acuerdos adoptados por la Junta General de Accionistas de Naturgy Energy Group, S.A., se puso en marcha el Plan de Adquisición de Acciones correspondiente al ejercicio 2026, dirigido a empleados de Naturgy en España que, voluntariamente, decidan acogerse al mismo. El Plan permite a sus participantes recibir parte de su retribución en acciones de Naturgy Energy Group, S.A. con un límite máximo anual de 12.000 euros. Durante el mes de abril de 2026 se entregaron a los empleados un total de 339.468 acciones por importe de 9 millones de euros.

A 30 de junio de 2026, el número total de acciones en autocartera de Naturgy asciende a 42.880.762, lo que representa el 4,4% del capital total.

Ejercicio 2025

Oferta pública de adquisición

Tal como se detalla en la Nota 14.4 de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025, con fecha 25 de marzo de 2025, la Junta General Ordinaria de Accionistas de Naturgy Energy Group, S.A., acordó aprobar la formulación de una oferta pública, voluntaria y parcial de adquisición sobre un máximo de 88.000.000 de sus propias acciones, representativas del 9,08% del capital social y dirigida a todos los accionistas de Naturgy.

La oferta se formuló como una compraventa de acciones con una contraprestación de 26,50 euros por acción, previéndose abonar íntegramente en efectivo.

La oferta, cuyo periodo de aceptación finalizó el 13 de junio de 2025, se saldó con la adquisición de 88 millones de acciones, por un importe total de 2.332 millones de euros. Como resultado, a 30 de junio de 2025 el número total de acciones en autocartera ascendía a 96.879.595.

La operación estaba enmarcada en el objetivo de incrementar el capital flotante (free float), previéndose la eventual colocación en el mercado de las acciones adquiridas, sin contemplarse su amortización.

Colocación de autocartera

Durante el segundo semestre de 2025, Naturgy llevó a cabo diversas operaciones sobre acciones propias en el marco de la estrategia de retorno al mercado de las acciones adquiridas en la oferta pública de adquisición descrita anteriormente, contribuyendo a la mejora de la liquidez de la acción y facilitando su inclusión en los índices bursátiles internacionales.

En particular, el 7 de agosto de 2025 se realizó una colocación acelerada de 19.305.000 acciones propias, dirigida a inversores cualificados, por un importe de 500 millones de euros. Asimismo, en esa misma fecha se llevó a cabo una venta bilateral de 34.100.000 acciones propias a una entidad financiera internacional, por un importe de 883 millones de euros, en relación con la cual la Sociedad suscribió una permuta financiera (*total return swap*), manteniendo la exposición económica sobre dichas acciones.

Adicionalmente, el 9 de octubre de 2025 se efectuó una nueva colocación acelerada entre inversores cualificados de 34.100.000 acciones propias, por un importe de 883 millones de euros.

Todas las operaciones anteriores se ejecutaron a un precio de 25,9 euros por acción.

Entrega a empleados

En ejecución de los acuerdos adoptados por la Junta General de Accionistas de Naturgy Energy Group, S.A., se puso en marcha el Plan de Adquisición de Acciones correspondiente al ejercicio 2025, dirigido a empleados de Naturgy en España que, voluntariamente, decidieran acogerse al mismo. El Plan permite a sus participantes recibir parte de su retribución en acciones de Naturgy Energy Group, S.A. con un límite máximo anual de 12.000 euros. Durante el mes de agosto de 2025 se entregaron a los empleados un total de 254.365 acciones por importe de 7 millones de euros.

Tras estas operaciones y considerando la permuta financiera, a 31 de diciembre de 2025, el número total de acciones en autocartera de Naturgy ascendía a 43.220.230, lo que representaba el 4,5% del capital total.

10.4 Ganancias por acción

Las ganancias básicas por acción se calculan dividiendo el beneficio atribuible a Accionistas de la Sociedad dominante entre el número medio de las acciones ordinarias en circulación durante el año:

	30.06.2026	30.06.2025
Beneficio atribuible a accionistas de la Sociedad dominante	1.215	1.147
Número medio de acciones ordinarias en circulación	926.549.239	957.330.891
Ganancias por acción de las actividades continuadas (en euros):		
- Básicas	1,31	1,20
- Diluidas	1,31	1,20
Ganancias por acción de las actividades interrumpidas (en euros):		
- Básicas	—	—
- Diluidas	—	—

El número medio de acciones ordinarias utilizado en el cálculo de las ganancias por acción del primer semestre de 2026 y 2025 es el siguiente:

	2026	2025
Número medio de acciones ordinarias	969.613.801	969.613.801
Número medio de acciones propias	(43.064.562)	(12.282.910)
Número medio de acciones en circulación	926.549.239	957.330.891

Las ganancias básicas por acción coinciden con las diluidas, dado que no han existido instrumentos que pudieran convertirse en acciones ordinarias durante dichos periodos.

10.5 Dividendos

A continuación, se detallan los pagos de dividendos efectuados por Naturgy Energy Group, S.A., sociedad dominante del grupo Naturgy, durante los primeros seis meses de los ejercicios 2026 y 2025:

	30.06.2026			30.06.2025		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe (1) (2)	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe (2)
Acciones ordinarias	57 %	0,57	547	60 %	0,60	582
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	—	—	—	—	—	—
Dividendos totales pagados	57 %	0,57	547	60 %	0,60	582
a) Dividendos con cargo a resultados o remanente	57 %	0,57	547	60 %	0,60	582

(1) En el periodo de seis meses terminado a 30 de junio de 2026, se incluye un importe de 17 millones de euros asociado a las acciones de la permuta financiera que posteriormente ha sido reembolsado a Naturgy, habiendo sido registrado en el epígrafe "Otras reservas".

(2) A 30 de junio de 2025, el importe de los dividendos pagados, neto de aquellos distribuidos a sociedades del Grupo, ascendió a 576 millones de euros, como consecuencia de la eliminación en consolidación de los dividendos intragrupo. A 30 de junio de 2026 no se han producido distribuciones de dividendos a sociedades del grupo.

Adicionalmente, el importe de dividendos pagados a participaciones no dominantes en el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2026 asciende a 74 millones de euros (89 millones de euros en el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2025), de los cuales 10 millones de euros corresponden a remuneraciones a otros instrumentos de patrimonio (14 millones de euros en el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2025). Por tanto, los pagos por dividendos totales han ascendido a 621 millones de euros (665 millones de euros en el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2025).

A 30 de junio de 2026

Con fecha 17 de febrero de 2026, el Consejo de Administración aprobó la propuesta, que elevó a la Junta General de Accionistas, de distribución del beneficio neto de la Sociedad correspondiente al ejercicio 2025 y del remanente de ejercicios anteriores, que es la siguiente:

BASE DE REPARTO

Resultado.....	1.321
Remanente.....	1.952
Base de reparto.....	3.273

DISTRIBUCIÓN:

A DIVIDENDO: cantidad, cuyo importe bruto agregado será igual a la suma de las siguientes cantidades (el "Dividendo"):

i. 1.100 millones euros ("el Dividendo a Cuenta Total"), correspondientes a los dos dividendos a cuenta del ejercicio 2025 abonados por Naturgy Energy Group, S.A., equivalentes conjuntamente a 1,20 euro por acción por el número de acciones que no tenían la condición de autocartera directa en las fechas correspondientes según fue aprobado por el Consejo de Administración conforme a los estados contables provisionales formulados y de acuerdo con los requisitos legales exigidos, que ponían de manifiesto la existencia de liquidez suficiente para la distribución de dichos dividendos a cuenta del resultado correspondientes al ejercicio 2025 y,

ii. La cantidad que resulte de multiplicar 0,57 euros por acción por el número de acciones que no tengan la condición de autocartera directa en la fecha en que se determinen los titulares inscritos con derecho a percibir el dividendo complementario (el "Dividendo complementario").

De dicho Dividendo, ya se abonó en la cantidad de 1.100 millones euros los días 30 de julio y 5 de noviembre de 2025. El abono del Dividendo Complementario se efectuará, en la cantidad por acción indicada más arriba a través de las entidades participantes en la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear). El citado dividendo se hará efectivo a los accionistas a partir del próximo día 31 de marzo de 2026.

Se facultaba, a tal efecto, al Consejo de Administración, con expresa facultad de sustitución del consejero o consejeros que se estimase pertinente, para que pudiera realizar todas las actuaciones necesarias o convenientes para llevar a cabo el reparto y, en particular, con carácter indicativo y no limitativo, designar a la entidad que debiera actuar como agente de pago.

A REMANENTE: Importe determinable que resultase de restar a la Base de reparto el importe destinado a Dividendo.

TOTAL DISTRIBUIDO 3.273

Esta propuesta de aplicación del resultado y del remanente de ejercicios anteriores formulada por el Consejo de Administración para su aprobación por la Junta General de Accionistas incluía el pago complementario de 0,57 euros por cada acción con derecho a percibirlo y que se encontrase en circulación en la fecha propuesta de pago, el 31 de marzo de 2026.

Finalmente, la Junta General de Accionistas celebrada el 24 de marzo de 2026 aprobó el dividendo complementario de 0,57 euros por acción, para aquellas acciones que no tenían la condición de autocartera directa en la fecha en la que se llevó a cabo el reparto y fue pagado íntegramente el 31 de marzo de 2026.

Tras la liquidación del dividendo complementario, el importe destinado a remanente ha ascendido a 1.626 millones de euros.

El Consejo de Administración de Naturgy Energy Group, S.A. aprueba, en su reunión del 21 de julio de 2026, distribuir un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2026 de 0,60 euros por acción en circulación, pagadero a partir del 29 de julio de 2026.

Naturgy Energy Group, S.A. cuenta, a la fecha de aprobación del dividendo a cuenta, con la liquidez necesaria para proceder a su pago de acuerdo con lo establecido en la Ley de Sociedades de Capital. El estado contable de liquidez provisional a 30 de junio de 2026, formulado por los Administradores el 21 de julio de 2026, es el siguiente:

Resultado después de impuestos	1.034
Reservas a dotar	—
Cantidad máxima distribuible	1.034
Previsión de pago del dividendo a cuenta	576
Liquidez de tesorería	2.300
Líneas de crédito no dispuestas	5.256
Liquidez total	7.556

A 30 de junio de 2025

Con fecha 18 de febrero 2025, el Consejo de Administración aprobó la propuesta que elevó a la Junta General de Accionistas de distribución del beneficio neto de Naturgy Energy Group, S.A. correspondiente al ejercicio 2024 y del remanente de ejercicios anteriores, que figuraba en la Nota 14 de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2024.

Esta propuesta de aplicación del resultado y del remanente de ejercicios anteriores formulada por el Consejo de Administración para su aprobación por la Junta General de Accionistas incluía el pago complementario de 0,60 euros por cada acción con derecho a percibirlo y que se encontrase en circulación en la fecha de propuesta de pago.

Finalmente, la Junta General de Accionistas celebrada el 25 de marzo de 2025 aprobó el dividendo complementario de 0,60 euros por acción, para aquellas acciones que no tuvieran la condición de autocartera directa en la fecha en que se llevó a cabo el reparto y que fue pagado íntegramente el 9 de abril de 2025.

Tras la liquidación del dividendo complementario, el importe destinado a Remanente ascendió a 1.952 millones de euros.

10.6 Otros componentes de patrimonio

A continuación, se detalla el movimiento de Otros componentes de patrimonio:

	Activos financieros a valor razonable	Operaciones de cobertura	Efecto fiscal	Total reservas por revaluación de activos y pasivos	Diferencias de conversión	Total
31.12.2025	(468)	188	31	(249)	(1.226)	(1.475)
Variación de valor	—	(944)	155	(789)	203	(586)
Imputación a resultados	—	178	(36)	142	—	142
30.06.2026	(468)	(578)	150	(896)	(1.023)	(1.919)

En el epígrafe de “Diferencias de conversión” se incluyen las diferencias de conversión descritas en la Nota 2.4.2 de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025 como consecuencia de la variación del tipo de cambio del euro con respecto a las principales divisas de las sociedades extranjeras de Naturgy. Adicionalmente, se incluye en este epígrafe el efecto de la reexpresión de los Estados financieros de sociedades en economías hiperinflacionarias.

10.7 Participaciones no dominantes

El movimiento para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2026 en el epígrafe de Participaciones no dominantes es el siguiente:

Saldo a 31 de diciembre de 2025	2.031
Resultado global total del período	229
Distribución de dividendos	(97)
Remuneraciones obligaciones perpetuas subordinadas	(8)
Otras variaciones	—
Saldo a 30 de junio de 2026	2.155

Nota 11. Provisiones

El detalle de los epígrafes de provisiones a 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

	30.06.2026	31.12.2025
Provisiones por obligaciones con el personal	344	333
Otras provisiones	1.331	1.298
Provisiones no corrientes	1.675	1.631
Provisiones corrientes	762	590
Total	2.437	2.221

El epígrafe de “Provisiones por obligaciones con el personal” recoge las provisiones por “Pensiones y otras obligaciones similares” así como “Otras obligaciones con el personal” cuyo desglose se incluye en la Nota 16 de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025.

En relación con las “Otras obligaciones con el personal”, el Grupo mantenía un plan de incentivos a largo plazo dirigido a determinados directivos distintos de los incluidos en el plan descrito en la Nota 10.2, correspondiente al periodo 2018-2025.

En línea con lo dispuesto para el plan de incentivos descrito en la Nota 10.2, el Consejo de Administración, en su sesión de 18 de febrero de 2025, aprobó la finalización anticipada de este plan de incentivos. La liquidación a favor de este segundo grupo de directivos, y también correspondiente al periodo de siete años comprendido entre 2018 y 2024, supuso un importe anual de 7.145 miles de euros. Este importe fue cubierto por las provisiones previamente registradas al efecto.

Por otra parte, la Junta General de Accionistas celebrada el 25 de marzo de 2025, autorizó al Consejo de Administración para establecer un nuevo esquema de remuneración variable plurianual único y dirigido a todos los directivos de Naturgy, referenciado al rendimiento anual obtenido por un accionista.

Dicho esquema tendrá una duración ordinaria de tres años comenzando el 1 de enero de 2025, y toma como valor de referencia el rendimiento anual obtenido por un accionista, teniendo en cuenta un valor inicial de las acciones y, como valor final, el precio de cotización medio ponderado de los 90 días naturales anteriores a la finalización del incentivo, considerando además de dicho diferencial, los dividendos pagados al accionista durante el tiempo de duración del incentivo.

Este esquema de remuneración variable plurianual genera derechos económicos cuya cuantía permanece contingente hasta la finalización del periodo del plan, por lo que no podrá confirmarse su cantidad definitiva hasta el 31 de diciembre de 2027. Asumiendo como probable un grado de cumplimiento del 100% de las condiciones establecidas, el importe devengado durante el primer semestre de 2026 ascendería a 8,6 millones de euros, de los cuales 3,8 millones corresponderían a la Alta Dirección (durante el primer semestre de 2025 ascendió a 7,7 millones de euros, de los cuales 3,8 millones correspondieron a la Alta Dirección). A 30 de junio de 2026, el saldo de la provisión asociada a este esquema para el total de 130 directivos asciende a 25,7 millones de euros.

En el primer semestre de 2026, la Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Gobernanza ha iniciado el análisis de posibles modificaciones del esquema de incentivos actualmente vigente, incluyendo la alternativa de evolucionar hacia un modelo de esquema recurrente de periodo de vigencia trienal y pago anual, cuya eventual implantación requerirá, en todo caso, la correspondiente aprobación del Consejo de Administración. Asimismo, en el marco de dicho análisis, se está considerando la posibilidad de establecer mecanismos de pago anticipado mientras se completa la implementación del nuevo esquema, sin que ello suponga, en su caso, una alteración de la naturaleza ni de las condiciones esenciales del incentivo actualmente en vigor, manteniéndose la determinación definitiva del grado de cumplimiento a la finalización del periodo inicialmente previsto.

Por otra parte, en el epígrafe de “Otras provisiones” no corrientes se incluyen las provisiones constituidas para hacer frente a obligaciones derivadas del desmantelamiento de instalaciones, cuyo saldo a 30 de junio de 2026 asciende a 656 millones de euros (641 millones de euros a 31 de diciembre de 2025). Asimismo, dicho epígrafe recoge provisiones asociadas a reclamaciones fiscales, litigios y arbitrajes, seguros y otras responsabilidades. En la Nota 28 se incluye información adicional sobre litigios y arbitrajes.

En particular, a 30 de junio de 2026, el saldo de “Otras provisiones” incluye las provisiones correspondientes a la regularización propuesta por la inspección parcial del Gravamen Temporal Energético de los ejercicios 2023 y 2024 (véase Nota 21 de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025 y Nota 28 de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2026) por un importe de 135 millones de euros, (133 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

A 30 de junio de 2026, no existe saldo alguno en relación con el segundo expediente sancionadores a UFD Distribución Electricidad S.A. tras el archivo del mismo (véase Nota 28).

En el epígrafe “Provisiones corrientes” se incluye, principalmente, la provisión correspondiente a los derechos de emisión de CO₂ asociados a la obligación de entrega por las emisiones generadas, cuyo saldo a 30 de junio de 2026 asciende a 680 millones de euros (492 millones de euros a 31 de diciembre de 2025). La entrega de emisiones correspondientes al ejercicio 2025 se prevé para la segunda parte del presente año.

Nota 12. Pasivos financieros

El detalle de los pasivos financieros, excluyendo “Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar” a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, clasificados por naturaleza y categoría es el siguiente:

A 30 junio 2026	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	4.739	—	4.739
Deuda financiera con entidades de crédito	9.421	—	9.421
Instrumentos financieros derivados (Nota 13)	—	—	—
Pasivos por arrendamiento	1.150	—	1.150
Otros pasivos financieros	—	—	—
Pasivos financieros no corrientes	15.310	—	15.310
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	419	—	419
Deuda financiera con entidades de crédito	635	—	635
Instrumentos financieros derivados (Nota 13)	—	16	16
Pasivos por arrendamiento	151	—	151
Otros pasivos financieros	2	—	2
Pasivos financieros corrientes	1.207	16	1.223
Total pasivos financieros a 30.06.2026	16.517	16	16.533

A 31 diciembre 2025	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	4.896	—	4.896
Deuda financiera con entidades de crédito	7.978	—	7.978
Instrumentos financieros derivados (Nota 13)	—	—	—
Pasivos por arrendamiento	1.118	—	1.118
Otros pasivos financieros	—	—	—
Pasivos financieros no corrientes	13.992	—	13.992
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	789	—	789
Deuda financiera con entidades de crédito	1.806	—	1.806
Instrumentos financieros derivados (Nota 13)	—	11	11
Pasivos por arrendamiento	160	—	160
Otros pasivos financieros	5	—	5
Pasivos financieros corrientes	2.760	11	2.771
Total pasivos financieros a 31.12.2025	16.752	11	16.763

El saldo medio de la deuda financiera bruta del primer semestre de 2026 asciende a 15.723 millones de euros (15.729 millones de euros del primer semestre de 2025 y 15.712 millones de euros del ejercicio 2025) y se ha calculado como el promedio de los saldos a cierre de todos los meses del año de la deuda financiera bruta excluyendo la deuda por arrendamiento financiero.

A la fecha de formulación de estos Estados financieros intermedios resumidos consolidados, Naturgy no se encuentra en situación de incumplimiento de sus obligaciones financieras o de cualquier tipo de obligación que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros. A 31 de diciembre de 2025, se incumplían determinadas obligaciones de los contratos de financiación en Parque Eólico Peñaroldana, S.L., de la que se obtuvo una dispensa que evitaba su terminación anticipada por parte de los bancos financiadores.

En los casos de posible incumplimiento de las condiciones de deuda, Naturgy evalúa la necesidad de la reestructuración de la deuda actual y abre un proceso de negociación con los bancos, en función de cómo evolucione la situación del mercado y la expectativa de flujos de caja.

La clasificación de los pasivos financieros registrados a valor razonable a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, es la siguiente:

Pasivos financieros	30.06.2026				31.12.2025			
	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total
Instrumentos financieros derivados								
Valor razonable con cambios en Otro resultado global	—	16	—	16	—	11	—	—
Valor razonable con cambios a resultados	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	—	16	—	16	—	11	—	—

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

	Valor contable		Valor razonable	
	30.06.2026	31.12.2025	30.06.2026	31.12.2025
Emisión de obligaciones y otros valores negociables	4.739	4.896	4.694	4.863
Deuda Financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros	9.421	7.978	9.443	7.996

Las emisiones de obligaciones y otros valores negociables cotizan de manera que su valor razonable se estima de acuerdo a su cotización (Nivel 1). Respecto a la deuda financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros, el valor razonable de la deuda a tipo de interés fijo, se estima sobre la base de los flujos de caja descontados de los plazos restante de dicha deuda. Los tipos de descuento se determinan sobre los tipos de mercado disponibles a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 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 período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2026 y en el ejercicio 2025 la evolución de los epígrafes "Emisiones de obligaciones y otros valores negociables" ha sido la siguiente:

	01.01.2026	Emisiones	Recompras o reembolsos	Diferencias de conversión y otros	30.06.2026
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	4.822	859	(1.446)	(1)	4.234
Emitidos fuera de un estado miembro de la Unión Europea	863	152	(93)	2	924
Total	5.685	1.011	(1.539)	1	5.158

	01.01.2025	Emisiones	Recompras o reembolsos	Diferencias de conversión y otros	31.12.2025
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	5.841	1.909	(2.940)	12	4.822
Emitidos fuera de un estado miembro de la Unión Europea	578	402	(129)	12	863
Total	6.419	2.311	(3.069)	24	5.685

El importe nominal total dispuesto dentro del programa Euro Medium Term Notes (EMTN), cuyo límite al 30 de junio de 2026 es de 12.000 millones de euros, asciende a 4.232 millones de euros (4.819 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

El límite del programa Euro Commercial Paper (ECP), a 30 de junio de 2026 es de 1.000 millones de euros sin importe dispuesto ni a 30 de junio de 2026 ni a 31 de diciembre de 2025.

Para el caso del resto de obligaciones negociables y certificados bursátiles, el importe dispuesto al 30 de junio de 2026 asciende a 924 millones de euros (863 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2026

Durante el primer semestre de 2026 han llegado a vencimiento bonos bajo su programa EMTN por importe total de 587 millones de euros y cupón medio de 1,25%.

Durante el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2026, se han realizado emisiones bajo el programa ECP por importe de 859 millones de euros, que han vencido durante el mismo ejercicio, no habiendo ningún importe dispuesto a 30 de junio de 2026 (a 31 de diciembre de 2025, no había emisiones vivas).

A nivel internacional, también se han realizado emisiones de bonos en Chile por importes de 57 millones de euros a 5 años y tasa fija del 3% y por importe de 95 millones de euros a 10 años y tasa fija del 3,1%.

En febrero de 2026, Naturgy suscribió un nuevo contrato de préstamo sindicado en Generación Térmica LatAm por importe de 1.303 millones de dólares (constando de un Tramo A por importe de 1.129 millones de dólares y un Tramo B de 3.000 millones de pesos mexicanos), que establece un vencimiento a 5 años con posibilidad de ampliación adicional de 2 años e intereses referenciados a SOFR para el tramo en dólares y TIEF para el tramo en pesos mexicanos, habiendo contratado en paralelo derivados de cobertura de tipo de interés. Dicha financiación se ha destinado a la cancelación de la deuda preexistente que se encontraba clasificada a corto plazo a 31 de diciembre de 2025.

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2025

En mayo de 2025 Naturgy realizó dos emisiones de bonos bajo su programa EMTN por valor de 500 millones de euros cada una, con vencimiento a 6 y 10 años y un cupón de 3,375% y 3,875%, respectivamente. Estos recursos se destinaron a una oferta de recompra de bonos por un importe de 831 millones de euros con vencimientos entre 2026 y 2027. Esta operación supuso un impacto positivo por importe de 9 millones de euros registrado en el epígrafe de "Otros Ingresos financieros". Además, los recursos obtenidos se destinaron también a la recompra de parte de las obligaciones perpetuas subordinadas por importe de 169 millones de euros (Nota 10).

Asimismo, durante el 2025 llegaron a vencimiento bonos de dicho programa por importe total de 1.201 millones de euros y cupón medio de 1,04%.

Durante el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2025, se realizaron emisiones bajo el programa ECP por importe de 339 millones de euros, habiendo 301 millones de euros dispuestos a 30 de junio de 2025 (a 31 de diciembre de 2024, no había emisiones vivas).

También se realizaron emisiones de bonos en Chile por importes de 37 millones de euros a 5 años y tasa fija del 3,30% y por importe de 74 millones de euros a 10 años y tasa fija del 3,50%, así como emisiones de bonos en Panamá por importes de 70 millones de dólares (61 millones de euros) a 5 años y tasa fija del 7% y por importe de 55 millones de dólares (48 millones de euros) a 7 años y tasa variable de SOFR 3 meses + 3,5% de margen.

Por último, se formalizaron nuevas operaciones de financiación con entidades de crédito en España por 2.521 millones de euros y en negocios internacionales por importe de 96 millones de euros. Adicionalmente, las operaciones de refinanciación con entidades de crédito en España y en negocios internacionales fueron por 1.485 millones de euros y 251 millones de euros, respectivamente.

Financiación ligada al cumplimiento de objetivos ASG (factores ambientales, sociales y de gobierno corporativo)

La financiación ligada a los indicadores ASG corresponde a líneas de crédito en España, cuyo coste está vinculado al menos a uno de los indicadores ASG adjuntos:

- Emisiones GEI directas: reducción de la media trianual (Mt CO₂/GWh)
- Intensidad en CO₂ de la generación eléctrica: reducción de la media trianual (tCO₂/GWh)
- Consumo de agua: reducción de la media trianual (hm³)
- Mujeres en puestos directivos (%)

El ajuste en el coste de la deuda está vinculado al nivel de cumplimiento de las métricas anteriores y su variación respecto a los indicadores del año anterior.

Dicha financiación a 30 de junio de 2026 asciende a 2.885 millones de euros (2.885 millones de euros a 31 de diciembre de 2025), de los cuales 2.785 millones de euros son líneas de crédito que no han sido dispuestas, por lo que el impacto del grado de cumplimiento de estos indicadores en el coste financiero no tiene un efecto significativo.

Adicionalmente, las condiciones de dicha financiación no ponen de manifiesto la existencia de un derivado implícito que deba ser separado.

Nota 13. Gestión del riesgo e instrumentos financieros derivados

13.1 La gestión del riesgo

La gestión del riesgo se detalla en la Nota 18 de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025. A continuación, se actualizan los principales aspectos sobre los riesgos financieros a 30 de junio de 2026.

13.1.1 Riesgo de tipo de interés

El objetivo de la gestión del riesgo de tipos de interés es mantener un equilibrio entre la deuda variable y fija que permita reducir los costes de la deuda financiera dentro de los parámetros de riesgo establecidos.

Naturgy utiliza permutas financieras para gestionar su exposición a fluctuaciones en los tipos de interés, cambiando deuda a interés variable por deuda a tipo fijo.

El 62% de la deuda de Naturgy a 30 de junio de 2026 es a tipo fijo, limitando por tanto la exposición a la variación de tipos de interés.

La tasa de interés variable está sujeta principalmente a las oscilaciones del Euribor, del SOFR (tasa de interés de referencia para el dólar estadounidense), del BBSY (tasa de interés de referencia para el dólar australiano) y de los tipos referenciados de México, Brasil, Argentina y Chile.

La sensibilidad del resultado y del patrimonio (Otros componentes de patrimonio) a la variación de los tipos de interés es la siguiente:

	Incremento/descenso en el tipo de interés (puntos básicos)	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
30.06.2026	+50	(32)	58
	-50	32	(58)
31.12.2025	+50	(29)	51
	-50	29	(51)

Durante el primer semestre de 2026, la inflación en la Zona Euro mostró una evolución más volátil que en 2025. Tras mantenerse inicialmente en niveles próximos al objetivo del Banco Central Europeo (BCE), las presiones inflacionistas repuntaron durante la primavera, impulsadas principalmente por el encarecimiento de la energía en un contexto de mayores tensiones geopolíticas internacionales. Como consecuencia, las perspectivas de inflación para 2026 fueron revisadas al alza respecto a las estimaciones realizadas a finales de 2025.

En este contexto, el Banco Central Europeo mantuvo una postura prudente durante gran parte del semestre. No obstante, ante el aumento de los riesgos inflacionistas, especialmente los derivados del encarecimiento de la energía, el Consejo de Gobierno acordó en junio de 2026 una subida de 25 puntos básicos de sus tipos de interés oficiales. Como resultado, el tipo de interés de las operaciones principales de financiación pasó a situarse en el 2,40% al cierre del semestre.

En cuanto a los tipos de interés en Estados Unidos, durante el primer semestre de 2026 la Reserva Federal mantuvo una política monetaria estable. Tras los recortes acumulados en la segunda mitad de 2025, el Comité Federal de Mercado Abierto decidió mantener sin cambios el rango objetivo de los fondos federales, situado entre el 3,50% y el 3,75% al cierre de junio de 2026.

En relación con la evolución de los tipos de interés en Australia, durante el primer semestre de 2026 la política monetaria adoptó una postura más restrictiva. Tras cerrar 2025 con el tipo de interés oficial en el 3,60%, el Banco de la Reserva de Australia (RBA) acometió varias subidas consecutivas de tipos como respuesta al aumento de las presiones inflacionistas. En concreto, elevó el tipo oficial hasta el 4,35% en mayo de 2026, nivel que se mantuvo sin cambios al cierre del semestre.

En todo caso, la deuda de Naturgy a tipo de interés variable a 30 de junio de 2026 representa solo el 38% del total.

13.1.2 Riesgo de tipo de cambio

Para mitigar estos riesgos Naturgy financia sus inversiones, en la medida de lo posible, en moneda local. Asimismo, intenta hacer coincidir, siempre que sea posible, los costes e ingresos referenciados en una misma divisa, así como los importes y vencimiento de activos y pasivos que se derivan de las operaciones denominadas en divisas diferentes del euro.

Para las posiciones abiertas, los riesgos en monedas que no sean la moneda funcional son gestionados, de considerarse necesario, mediante la contratación de permutas financieras y/o derivados financieros de cobertura.

Asimismo, los activos netos de sociedades extranjeras cuya moneda funcional es distinta del euro están sujetos al riesgo de fluctuación del tipo de cambio en la conversión de los estados financieros de dichas sociedades en el proceso de consolidación. La exposición a países con riesgo en los que existe más de un tipo de cambio no es significativa.

Los impactos por evolución del tipo de cambio sobre la conversión de las principales partidas de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2026 han sido:

Millones de euros	% variación vs junio 2025 (1)	Resultado bruto de explotación	Resultado consolidado del ejercicio atribuible a la Sociedad dominante	Deuda financiera neta (2)
Dólar estadounidense (USD)	6,8 %	(33)	(19)	37
Peso mexicano (MXN)	(6,6)%	10	3	38
Real brasileño (BRL)	(4,4)%	8	2	—
Peso argentino (ARS)	19,7 %	(18)	(8)	—
Peso chileno (CLP)	(0,2)%	1	—	1
Dólar australiano (AUD)	(3,5)%	1	(1)	61
Otras monedas		(1)	—	(2)
Total		(32)	(23)	135

(1) Corresponde a la variación de los tipos de cambio medios acumulados, excepto para el caso de Argentina, en el que se aplica el tipo de cambio de cierre al considerarse una economía hiperinflacionaria.

(2) Corresponde a la variación de los tipos de cambio al cierre de cada periodo.

13.1.3 Riesgo de commodity

La volatilidad en los precios de las materias primas energéticas (gas natural, petróleo, electricidad) constituye un riesgo significativo para el Grupo, dado su impacto directo en los costes de aprovisionamiento y en los márgenes comerciales. Factores geopolíticos, como tensiones en regiones productoras o cambios en políticas de exportación, pueden alterar la oferta y demanda global, generando fluctuaciones abruptas en los precios.

En el ámbito de los negocios de gas, cabe señalar que los resultados de explotación de Naturgy están vinculados a la compra/venta de gas para el suministro de una cartera diversificada de clientes.

La mayor parte de los contratos de aprovisionamiento de gas se firman a largo plazo, con unos precios de compra en base a una combinación de distintos precios de commodities, básicamente precios del crudo y sus derivados, y a los costes de los hubs de gas natural.

Por otra parte, los precios de venta a los clientes finales se firman por lo general a corto/medio plazo y vienen condicionados por el equilibrio oferta/demanda que existe en cada momento en el mercado de gas. Esto puede implicar un desacople con respecto a los precios de aprovisionamiento de gas.

Por tanto, Naturgy se encuentra expuesto al riesgo de variación del precio del aprovisionamiento de gas con respecto al precio de venta de los clientes finales. La exposición a este riesgo se gestiona y mitiga por cobertura natural, tratando de equilibrar las exposiciones a commodities de ambos precios. Adicionalmente, los contratos más relevantes de suministro a largo plazo permiten gestionar esta exposición mediante mecanismos de flexibilidad de volúmenes y de revisión de precios.

Cuando no es posible lograr una cobertura natural se gestiona la posición, dentro de parámetros de riesgo razonables, contratando derivados para reducir la exposición al riesgo de desacoplamiento de precio, designándose generalmente como instrumentos de cobertura contable. No obstante, podrían producirse ineficacias en estas coberturas causadas por la modificación de las fechas previstas de las operaciones de compra y venta, a la reducción respecto a los volúmenes cubiertos y al desacoplamiento respecto de los índices cubiertos en las operaciones de compra y venta.

En los negocios integrados de electricidad, la exposición agregada de Naturgy viene determinada por el posicionamiento estratégico generación/comercialización y por las políticas de precios de venta finales en la comercialización eléctrica.

A finales de 2021 los precios del gas iniciaron una escalada hasta alcanzar niveles máximos en 2022, impulsados por los efectos de la guerra en Ucrania y la reducción de suministros rusos. A partir de 2023, se observó una corrección a la baja que condujo a una fase de relativa estabilidad hacia el cierre del primer semestre de 2024. Posteriormente, se produjo un repunte significativo hasta comienzos de 2025, seguido de una nueva corrección que dio lugar a un entorno de mayor estabilidad hacia finales del primer semestre de 2025. Durante el segundo semestre de 2025, las conversaciones de alto el fuego entre Ucrania y Rusia, los elevados niveles de almacenamiento, la diversificación de las fuentes de suministro y una demanda moderada, contribuyeron a situar los precios europeos del gas natural a niveles más bajos, en torno a los niveles alcanzados en el primer semestre de 2024.

No obstante, este contexto de estabilidad se ha visto alterado de forma significativa en el primer semestre de 2026 como consecuencia del conflicto armado entre Estados Unidos e Irán, que ha generado tensiones en los mercados energéticos globales. En particular, los riesgos asociados a las principales rutas de transporte energético, entre ellas el Estrecho de Ormuz, han contribuido a un repunte de los precios internacionales del gas.

En paralelo, como consecuencia del 19º paquete de sanciones del Consejo Europeo vigente actualmente hasta el 31 de julio de 2027 o por efecto del Reglamento europeo de importaciones publicado el 2 de febrero de 2026 y vigente de manera indefinida, surgen implicaciones sobre el contrato de aprovisionamiento de GNL a largo plazo de origen Yamal que se describe en el apartado 2.5.c. de estos Estados financieros intermedios resumidos consolidados. El Grupo cuenta con una cartera de aprovisionamientos diversificada, que contribuirá a mitigar el impacto potencial de la citada normativa europea (véase Anexo II, 1. Entorno Regulatorio Europeo).

La sensibilidad del resultado y del patrimonio (Otros componentes de patrimonio) a la variación tanto del valor razonable de los derivados contratados para cubrir el precio de commodities como de los derivados no designados contablemente de cobertura, es la siguiente:

	Incremento/descenso en el precio del gas	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
30.06.2026	+10%	(1)	(227)
	-10%	1	227
31.12.2025	+10%	(1)	(85)
	-10%	1	85

	Incremento/descenso en el precio de la electricidad	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
30.06.2026	+10%	(18)	(115)
	-10%	18	115
31.12.2025	+10%	(16)	(110)
	-10%	15	110

	Incremento/descenso en el precio de los derechos de emisión de CO ₂	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
30.06.2026	+10%	—	1
	-10%	—	(1)
31.12.2025	+10%	—	2
	-10%	—	(2)

La sensibilidad de los distintos segmentos de negocios a los precios del gas y la electricidad es la siguiente:

- Distribución de gas y electricidad: es una actividad regulada cuyos ingresos y márgenes están vinculados a los servicios prestados gestionando infraestructuras de distribución, con independencia de los precios de las commodities distribuidas.
- Comercialización de gas y electricidad: los márgenes de las actividades de comercialización de gas y electricidad están directamente afectados por los precios de las materias primas. En este sentido, Naturgy cuenta con una política de riesgos que determina, entre otras, el rango de tolerancia de la compañía, definido mediante los límites de riesgo en vigor. Entre las medidas empleadas para mantener el riesgo dentro de los límites establecidos, destaca una política de gestión activa de aprovisionamientos, balance entre las fórmulas de adquisición y venta y cobertura puntual de operaciones, con el fin de maximizar el binomio riesgo-beneficio. Complementariamente a la política antes mencionada, Naturgy cuenta, en gran parte de la cartera de sus aprovisionamientos, con mecanismos, a través de cláusulas, de revisión de precios de carácter ordinario y extraordinario. Dichas cláusulas permiten, a medio plazo, la modulación de impactos ante eventuales desacoples entre los precios de venta de Naturgy en sus mercados y la evolución de los precios de su cartera de aprovisionamientos.

13.1.4 Riesgo de crédito

En lo referente al riesgo de crédito de las deudas comerciales, se refleja en el Estado de situación financiera consolidado intermedio, al presentarlas netas de las provisiones por pérdidas crediticias esperadas (Nota 8). Dichas provisiones se estiman considerando la información disponible sobre eventos pasados (como el comportamiento de pagos de los clientes), las condiciones actuales y elementos prospectivos incluyendo, factores macroeconómicos como la evolución del producto interior bruto (PIB), la inflación y los tipos de interés, entre otros. La estimación se realiza atendiendo a la segregación de carteras de clientes en las distintas áreas geográficas en las que opera el Grupo.

Estas estimaciones forman parte de un proceso continuo de evaluación del riesgo de crédito, en el que el Grupo revisa periódicamente el escenario macroeconómico utilizado en el modelo de pérdidas crediticias esperadas, así como determinados parámetros relevantes, entre ellos la probabilidad de incumplimiento y la pérdida dado el incumplimiento para las distintas áreas geográficas. Este proceso tiene como objetivo reflejar adecuadamente la evolución de las variables relevantes en los mercados y segmentos de clientes, influenciadas, entre otros factores, por la volatilidad en los mercados energéticos y financieros, e integra información sobre eventos pasados, condiciones actuales y previsiones razonables y sustentables, conforme al enfoque prospectivo exigido por la normativa aplicable. En este contexto, y como parte de dicha evaluación continua, el Grupo analiza el posible impacto de factores de incertidumbre, incluidos los de carácter geopolítico, no habiéndose identificado efectos significativos directos sobre las estimaciones de pérdidas crediticias esperadas.

El riesgo de crédito asociado a las cuentas por cobrar derivadas de la actividad comercial es históricamente reducido. Esto se debe, por un lado, al corto plazo de cobro a los clientes, que limita la exposición crediticia acumulada por cliente antes de que pueda aplicarse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente. Por otro lado, el Grupo aplica políticas de gestión de riesgo que optimizan la calidad crediticia de la cartera global y establecen medidas adicionales de mitigación del riesgo. Asimismo, en todas las operaciones de Naturgy con clientes en mercados organizados, es el propio operador del sistema quien gestiona directamente las garantías y asume la responsabilidad en caso de que una contraparte incumpla sus obligaciones de cobro o de suministro.

En cuanto a otras exposiciones con contrapartes en las operaciones con derivados financieros y colocación de excedentes de tesorería, para mitigar el riesgo de crédito, se realizan en bancos e instituciones financieras de alta solvencia acorde con los criterios exigidos internamente. En el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2026 y en el ejercicio 2025 no se han producido impagos o quebrantos significativos.

Asimismo, para cubrir el riesgo de cobro de determinados clientes en mercados no organizados, el Grupo negocia y recibe garantías y avales de entidades financieras y de terceros. A 30 de junio de 2026, Naturgy había recibido garantías por 328 millones de euros (386 millones de euros a 31 de diciembre de 2025). Durante el periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2026 no se han ejecutado garantías en este sentido (tampoco se ejecutaron durante el ejercicio 2025).

A 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, Naturgy no tenía concentraciones significativas de riesgo de crédito. El riesgo de concentración se minimiza a través de la diversificación, gestionando y combinando varias áreas de impacto. En primer lugar, disponer de una cartera comercial geográficamente distribuida a nivel internacional; en segundo lugar, una oferta de productos diversa, que incluye desde el suministro de energía hasta la implantación a medida de soluciones energéticas; en tercer lugar, existen diferentes tipos de cliente como residenciales, empresarios autónomos, pequeña y gran empresa, tanto de ámbito privado como público y de distintos sectores de actividad.

El análisis de antigüedad de los activos financieros y la pérdida esperada de los mismos a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

30.06.2026	Total	Corriente	De 0-180 días	De 180-360 días	Más de 360
Ratio pérdida esperada	18,3%	1,7%	20,2%	79,0%	92,5%
Cientes por ventas y prestaciones de servicios	3.025	2.189	336	100	400
Pérdida esperada	555	38	68	79	370

31.12.2025	Total	Corriente	De 0-180 días	De 180-360 días	Más de 360
Ratio pérdida esperada	19,6%	1,3%	22,6%	83,2%	93,7%
Cientes por ventas y prestaciones de servicios	3.048	2.229	265	107	447
Pérdida esperada	597	29	60	89	419

La ratio de pérdida esperada está calculada como el cociente de la pérdida esperada entre el saldo de clientes por ventas y prestación de servicios.

A 30 de junio de 2026, el saldo de provisión por deterioro por pérdidas crediticias (pérdida esperada) incluye la morosidad de las comercializadoras en el Mercado Eléctrico Mayorista por importe de 38 millones de euros (108 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

Respecto al riesgo de crédito de proveedores, la solvencia de cada uno de los suministradores de productos y servicios se garantiza a través de la revisión recurrente de su información financiera, especialmente antes de una nueva contratación. Para ello, en función de la criticidad del proveedor en cuanto a su servicio o concentración, se aplican los criterios de valoración correspondientes. Dicho procedimiento está soportado por los mecanismos y sistemas de control y gestión de proveedores.

13.1.5 Riesgo de liquidez

A 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 las disponibilidades de liquidez son las siguientes:

Fuente de liquidez	Disponibilidad 2026	Disponibilidad 2025
Líneas de crédito disponibles	5.524	5.560
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	4.686	4.357
Total	10.210	9.917

Adicionalmente, Naturgy dispone de capacidad para emitir deuda en los mercados de capitales, a través de los programas Euro Commercial Paper (ECP) y European Medium Term Notes (EMTN), así como mediante emisiones de Obligaciones Negociables y Certificados Bursátiles, que le permiten acceder de forma diversificada a financiación a corto y largo plazo, no utilizada por importe de 9.136 millones de euros (8.564 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

El Grupo ha analizado los posibles efectos del entorno geopolítico, considerando tanto el conflicto entre Estados Unidos e Irán y el conflicto en Ucrania, como la volatilidad en los mercados energéticos y financieros, con el fin de evaluar su capacidad para atender las obligaciones a corto plazo y mantener la liquidez en los distintos negocios que lo conforman. Tras este análisis, no se han identificado impactos significativos, ni riesgos adicionales. El Grupo mantiene una posición de liquidez robusta, respaldada por líneas de crédito disponibles y una adecuada diversificación de fuentes de financiación, incluyendo el acceso a los mercados de capitales. Esta posición permite cubrir holgadamente los vencimientos de deuda previstos en el corto plazo y atender los compromisos financieros del Grupo.

13.1.6 Gestión del capital

La clasificación crediticia de la deuda de Naturgy a largo plazo es la siguiente:

	2026	2025
Standard & Poor's (S&P)	BBB (*)	BBB (*)
Fitch	BBB (*)	BBB (*)

(*) S&P: Perspectiva estable, Fitch: Perspectiva estable

A 30 de junio de 2026 existen deudas financieras con entidades de crédito por importe de 3.792 millones de euros y bonos emitidos por 425 millones de euros que se encuentran sujetos al cumplimiento de determinadas ratios financieros (3.778 millones de euros y 393 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2025).

La mayor parte de la deuda financiera viva incluye una cláusula relativa al cambio de control, ya sea por adquisición de más del 50% de las acciones con voto o por obtener el derecho a nombrar a la mayoría de miembros del Consejo de Naturgy Energy Group, S.A. Dichas cláusulas están sujetas a condiciones adicionales, de modo que su activación depende de la simultaneidad de algunos de los siguientes eventos: la reducción importante de la calificación crediticia o rating provocada por el cambio de control, o la pérdida del grado de inversión por las agencias calificadoras; la incapacidad de cumplir las obligaciones financieras del contrato; un perjuicio material para el acreedor, o un cambio material adverso en la solvencia. Estas cláusulas suponen el reembolso de la deuda dispuesta, si bien suelen contar con un plazo mayor al concedido en los supuestos de resolución anticipada.

En concreto, los bonos emitidos, con valor nominal de 4.232 millones de euros (4.819 millones de euros a 31 de diciembre de 2025), como es habitual en el Euromercado, serían susceptibles de vencimiento anticipado siempre que ese cambio de control provocara una caída superior a dos escalones o dos “full notches” en, al menos, dos de las tres calificaciones que tuviera y todas las calificaciones cayesen por debajo de “investment grade” y siempre que la Agencia Calificadora expresase que la reducción de la calificación crediticia viene motivada por el cambio de control.

Asimismo, existen préstamos por un importe de 5.555 millones de euros que podrían ser objeto de reembolso anticipado en caso de cambio de control (5.101 millones de euros a 31 de diciembre de 2025). La mayoría de ese importe está ligado a financiaciones de infraestructuras con fondos del Banco Europeo de Inversiones que requieren, además del evento del cambio de control, una reducción del rating, y cuentan con plazos especiales de reembolso de la deuda más extensos a los de los supuestos de resolución anticipada.

13.2 Instrumentos financieros derivados

El detalle de los instrumentos financieros derivados por categorías y vencimientos es el siguiente:

	30.06.2026		31.12.2025	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Instrumentos financieros derivados de cobertura	278	594	252	300
Cobertura de tipos de interés				
Cobertura de flujos de efectivo	58	—	52	—
Cobertura de tipos de interés y tipo de cambio				
Cobertura de flujos de efectivo	18	—	12	—
Cobertura de tipo de cambio				
Cobertura de flujos de efectivo	—	2	—	—
Cobertura de precio de commodities				
Cobertura de flujos de efectivo	202	592	188	300
Otros instrumentos financieros	10	18	9	8
Precio de commodities	10	18	9	8
Instrumentos financieros derivados no corrientes	288	612	261	308
Instrumentos financieros derivados de cobertura	606	952	266	141
Cobertura de tipos de interés				
Cobertura de flujos de efectivo	21	1	20	6
Cobertura de tipos de interés y tipo de cambio				
Cobertura de flujos de efectivo	—	9	—	5
Cobertura de tipo de cambio				
Cobertura de flujos de efectivo	19	6	5	2
Cobertura de valor razonable	—	2	1	—
Cobertura de precio de commodities				
Cobertura de flujos de efectivo	566	934	240	128
Otros Instrumentos financieros	142	192	62	52
Precio de commodities	142	192	62	52
Instrumentos financieros derivados corrientes	748	1.144	328	193
Total	1.036	1.756	589	501

El valor razonable de los derivados se determina en base al precio de cotización en un mercado activo (Nivel 1), a variables observables en un mercado activo (Nivel 2) y a variables no observables en un mercado activo (Nivel 3).

Se incluyen en el epígrafe de “Otros instrumentos financieros” los derivados no designados contablemente de cobertura.

A 30 de junio de 2026, los derivados de activo ligados a pasivos financieros ascienden a 102 millones de euros (89 millones de euros a 31 de diciembre de 2025) que corresponden a:

- derivados de tipo de interés por importe de 58 millones de euros en el activo no corriente y 21 millones de euros en el activo corriente (52 millones de euros en el activo no corriente y 20 millones de euros en el activo corriente a 31 de diciembre de 2025).
- derivados de cobertura de tipo de interés y tipo de cambio en el activo no corriente de 18 millones de euros (12 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).
- derivados de cobertura de tipo de cambio de flujos de efectivo por importe de 5 millones de euros en el activo corriente (5 millones de euros en el activo corriente a 31 de diciembre de 2025).

El impacto en el Estado del resultado consolidado intermedio de los instrumentos financieros derivados es el siguiente:

	Seis meses junio 2026		Seis meses junio 2025	
	Resultado explotación	Resultado financiero	Resultado explotación	Resultado financiero
Cobertura flujos de efectivo	(181)	8	(258)	33
Cobertura valor razonable	(2)	—	14	—
Otros instrumentos financieros	(42)	2	—	(7)
Total	(225)	10	(244)	26

El detalle de los instrumentos financieros derivados a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, su valor razonable y el desglose por vencimientos de los valores nominales es el siguiente:

		30.06.2026						
	Valor Razonable	Valor Nominal						
(millones de euros)		2026	2027	2028	2029	2030	Posteriores	Total
COBERTURA DE TIPO DE INTERÉS:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Permutas financieras (EUR)	28	81	415	763	621	1	8	1.889
Permutas financieras (USD)	9	1	40	42	45	48	344	520
Permutas financieras (MXN)	(1)	—	6	6	7	7	50	76
Permutas financieras (AUD)	42	8	13	11	13	13	715	773
COBERTURA DE TIPO DE CAMBIO:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Seguro de cambio (USD)	10	811	72	—	—	—	—	883
Seguro de cambio (AUD)	1		100	—	—	—	—	100
Seguros de cambio (EUR) (1)	—	26	4	—	—	—	—	30
Cobertura de valor razonable:								
Seguros de cambio (BRL)	(2)	20	—	—	—	—	—	20
Seguros de cambio (EUR) (1)	—	19	—	—	—	—	—	19
Seguros de cambio (USD)	—	61	—	—	—	—	—	61
COBERTURA DE TIPO DE INTERÉS Y TIPO DE CAMBIO:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Permutas financieras (USD)	5	4	9	9	70	68	—	160
Permutas financieras (UF)	4	—	—	—	—	37	230	267
COBERTURA DE COMMODITIES:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Derivados precios de commodities (EUR)	(141)	1.358	2.055	44	4	—	—	3.461
Derivados precios de commodities (USD)	(466)	296	566	448	34	34	226	1.604
Derivados precios de commodities (AUD)	(151)	68	123	124	125	124	720	1.284
OTROS:								
Derivados precios de commodities (EUR)	(54)	110	33	1	—	—	—	144
Derivados precios de commodities (USD)	6	15	3	—	—	—	—	18
Derivados precios de commodities (AUD)	(10)	—	—	17	24	24	178	243
Total	(720)	2.878	3.439	1.465	943	356	2.471	11.552

⁽¹⁾ Contratados por sociedades con moneda funcional distinta al euro.

		31.12.2025						
	Valor Razonable	Valor Ncional						
(millones de euros)		2026	2027	2028	2029	2030	Posteriores	Total
COBERTURA DE TIPO DE INTERÉS:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Permutas financieras (EUR)	21	115	415	763	496	1	8	1.798
Permutas financieras (USD)	7	609	1	2	2	2	17	633
Permutas financieras (MXN)	—	84	—	—	—	—	—	84
Permutas financieras (AUD)	38	6	11	10	11	15	672	725
COBERTURA DE TIPO DE CAMBIO:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Seguro de cambio (USD)	3	134	6	—	—	—	—	140
Seguro de cambio (AUD)	—	—	18	—	—	—	—	18
Cobertura de valor razonable:								
Seguros de cambio (BRL)	—	—	—	—	—	—	—	—
Seguros de cambio (EUR) (1)	—	19	—	—	—	—	—	19
Seguros de cambio (USD)	1	70	—	—	—	—	—	70
COBERTURA DE TIPO DE INTERÉS Y TIPO DE CAMBIO:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Permutas financieras (USD)	6	8	9	9	70	68	—	164
Permutas financieras (UF)	1	—	—	—	—	37	74	111
COBERTURA DE COMMODITIES:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Derivados precios de commodities (EUR)	(17)	364	77	25	2	—	—	468
Derivados precios de commodities (USD)	135	706	431	352	33	33	219	1.774
Derivados precios de commodities (AUD)	(118)	114	115	116	117	117	676	1.255
OTROS:								
Derivados precios de commodities (EUR)	(2)	—	156	46	—	—	—	202
Derivados precios de commodities (USD)	10	15	3	—	—	—	—	18
Derivados precios de commodities (AUD)	3	—	17	23	23	26	166	255
Total	88	2.244	1.259	1.346	754	299	1.832	7.734

⁽¹⁾ Contratados por sociedades con moneda funcional distinta al euro.

El detalle de los instrumentos financieros derivados de commodities y los volúmenes (en unidades físicas) por vencimientos a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

30.06.2026	Valor Razonable (en millones de euros)	Unidades físicas						
		2026	2027	2028	2029	2030	Posteriores	Total
Cobertura de compra								
Gas (TBTU)	396	171	242	43	—	—	—	456
Electricidad (GWh)	28	1.299	388	117	64		—	1.868
CO2 (miles de toneladas)	3	136	—	—	—	—	—	136
Cobertura de venta								
Gas (TBTU)	(914)	144	234	68	—	—	—	446
Electricidad (GWh)	(271)	2.220	3.835	3.831	3.826	3.768	21.287	38.767
Otros (no cobertura)	(58)	—	—	—	—	—	—	—
Total	(816)							

31.12.2025	Valor Razonable (en millones de euros)	Unidades físicas						
		2026	2027	2028	2029	2030	Posterior	Total
Cobertura de compra								
Gas (TBTU)	(88)	115	84	50	—	—	—	249
Electricidad (GWh)	(7)	2.244	236	73	38	—	—	2.591
CO2 (miles de toneladas)	5	235						235
Cobertura de venta								
Gas (TBTU)	299	120	84	63	—	—	—	267
Electricidad (GWh)	(209)	4.169	3.835	3.831	3.826	3.768	21.287	40.716
Otros (no cobertura)	11	—	—	—	—	—	—	—
Total	11							

Nota 14. Otros pasivos no corrientes y corrientes

La composición de este epígrafe a 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 se muestra a continuación:

	30.06.2026	31.12.2025
Fianzas y depósitos	248	236
Instrumentos financieros derivados (Nota 13)	612	308
Otros pasivos	289	358
Otros pasivos no corrientes	1.149	902
Dividendos a pagar	58	19
Proveedores de inmovilizado a corto plazo (1)	200	—
Gastos devengados y no pagados	60	58
Financiación del sistema gasista	79	—
Otros pasivos	72	48
Otros pasivos corrientes	469	125
Total otros pasivos	1.618	1.027

(1) A 31 de diciembre de 2025 los proveedores de inmovilizado a corto plazo ascendían a 289 millones de euros, clasificados en el epígrafe de "Acreedores comerciales" (Nota 15).

El valor razonable y el valor contable de estos pasivos no difieren de forma significativa.

La clasificación de los pasivos financieros registrados a valor razonable a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 es la siguiente:

Pasivos financieros	30.06.2026				31.12.2025			
	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total
Instrumentos financieros derivados:								
Valor razonable con cambios en Otro resultado global	—	320	274	594	—	71	229	300
Valor razonable con cambios a resultados	—	8	10	18	—	8	—	8
Total	—	328	284	612	—	79	229	308

En el apartado “Fianzas y depósitos” se incluyen fundamentalmente los importes recibidos de los clientes en el momento de la contratación como garantía del suministro de electricidad y gas natural y que, de acuerdo con la legislación que así lo establece, han sido depositados en las administraciones públicas competentes (Nota 7), así como los importes recibidos de los clientes como garantía del suministro de gas licuado del petróleo.

En “Instrumentos financieros derivados” se incluye, además de los derivados operativos de cobertura de precio de gas por importe de 326 millones de euros (79 millones de euros a 31 de diciembre de 2025), el valor a mercado de determinados contratos de venta de energía de las filiales australianas que asciende a 181 millones de euros a 30 de junio de 2026 (140 millones de euros a 31 de diciembre de 2025), de las filiales estadounidenses por importe de 103 millones de euros (88 millones de euros a 31 de diciembre de 2025) y derivados operativos de cobertura de tipos de cambio por importe de 2 millones de euros. A 31 de diciembre de 2025 también se incluían derivados operativos de cobertura de precio de electricidad por 1 millón de euros.

El epígrafe “Financiación del sistema gasista” incluye los desajustes temporales entre los ingresos y los costes del sistema gasista pendientes de liquidar a 30 de junio de 2026 por importe de 79 millones de euros. A 31 de diciembre de 2025 estos desajustes ascendían a 93 millones de euros y se incluían en “Otros activos financieros” al ser financiados por Naturgy (Nota 7).

A 30 de junio de 2026 en “Otros pasivos” se incluye básicamente:

- En “Otros pasivos” no corrientes se incluye la contrapartida de los importes a cobrar en Brasil por la inclusión del Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) en la base de cálculo del PIS y COFINS descritos en la Nota 8 por importe de 134 millones de euros (118 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).
- Se incluyen 5 millones de euros clasificados como no corrientes y 1 millones de euros en corrientes, asociados a las desviaciones negativas en el precio de mercado en las instalaciones de Generación Renovable (Nota 2.4.25.i de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025) (60 millones de euros no corrientes y 13 millones de euros corrientes a 31 de diciembre de 2025).
- Se incluyen 79 millones de euros correspondientes a subvenciones vinculadas al negocio de Generación Renovable España, recibidas y condicionadas a la ejecución de las inversiones comprometidas. Estos importes se encuentran clasificados como pasivo no corriente (102 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).
- También se recogen 42 millones de euros por la linealización en el periodo de vigencia de los contratos de prestación de servicios por la cesión de capacidad de generación eléctrica con la Comisión Federal de Electricidad de México (Pasivo por contrato) de los cuales 18 millones de euros se encuentran clasificados como pasivo no corriente (32 millones de euros clasificados como no corrientes a 31 de diciembre de 2025).

Nota 15. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

La composición de este epígrafe a 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 se muestra a continuación:

	30.06.2026	31.12.2025
Acreedores comerciales (1)	2.743	3.171
Acreedores comerciales empresas vinculadas	—	6
Proveedores	2.743	3.177
Instrumentos financieros derivados (Nota 13)	1.128	182
Administraciones públicas	443	537
Remuneraciones pendientes de pago	111	140
Otros acreedores	6	8
Otros acreedores	560	685
Pasivos por impuesto corriente	354	178
Total	4.785	4.222

(1) A 31 de diciembre de 2025, incluía el saldo de 289 millones de euros de Proveedores de inmovilizado a corto plazo. A 30 de junio de 2026, este concepto se recoge en el saldo de “Otros pasivos corrientes” (Nota 14).

El valor razonable y el valor contable de estos pasivos no difieren de forma significativa.

La clasificación de los pasivos financieros registrados a valor razonable a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 es la siguiente:

Pasivos financieros	30.06.2026				31.12.2025			
	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total
Instrumentos financieros derivados:								
Valor razonable con cambios en Otro resultado global	1	922	11	934	4	110	16	130
Valor razonable con cambios a resultados	70	124	—	194	2	50	—	52
Total	71	1.046	11	1.128	6	160	16	182

Dentro del epígrafe de “Instrumentos financieros derivados” se incluye, además de los derivados de precios de gas y electricidad por importe de 1.114 millones de euros a 30 de junio de 2026 (164 millones de euros a 31 de diciembre de 2025), el valor a mercado de los contratos de compraventa de energía de las filiales australianas que asciende a 9 millones a 30 de junio de 2026 (11 millones a 31 de diciembre de 2025), de las filiales estadounidenses que asciende a 3 millones de euros (5 millones a 31 de diciembre de 2025) y coberturas de tipo de cambio por 2 millones de euros 30 de junio de 2026 (2 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

Nota 16. Importe neto de la cifra de negocio

El detalle de este epígrafe en el Estado del resultado consolidado para el período de seis meses de 2026 y 2025 es el siguiente, desagregado por categorías, con la estructura de información por segmentos de operación (en Nota 2.4.23 Reconocimiento de ingresos y gastos de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025, se detalla el modelo de reconocimiento para cada tipo de ingreso):

2026	Redes de Distribución										Mercados de Energía								Resto	Total
	Gas España	Gas México	Gas Brasil	Gas Arg.	Gas Chile	Elec. España	Elec. Panamá	Elec. Arg.	Holding y Eli.	Total	Gestión de la Energía	Gen Térmica	Gen Renova ble	Gases Renova bles	Comer.	Holding y Eli.	Total			
Ventas de gas y acceso a redes de distribución	410	407	457	348	386	—	—	—	—	2.008	1.374	—	—	13	1.453	—	2.840	—	4.848	
Ventas de electricidad y acceso a redes de distribución	—	—	—	—	1	525	508	103	—	1.137	139	924	169	—	1.362	—	2.594	—	3.731	
Ventas de GNL	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1.019	—	—	—	—	—	1.019	—	1.019	
Altas de abono y verificación de instalaciones	11	2	—	—	—	4	1	—	—	18	3	—	—	—	12	—	15	—	33	
Cesión capacidad de generación eléctrica	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	190	—	—	—	—	190	—	190	
Alquiler de contadores e instalaciones	13	—	2	—	—	10	—	—	—	25	—	—	—	—	152	—	152	—	177	
Otros ingresos	7	13	4	4	—	—	—	1	10	39	11	1	25	1	22	—	60	—	99	
Total	441	422	463	352	387	539	509	104	10	3.227	2.546	1.115	194	14	3.001	—	6.870	—	10.097	

2025	Redes de Distribución										Mercados de Energía								Resto	Total
	Gas España	Gas México	Gas Brasil	Gas Arg.	Gas Chile	Elec. España	Elec. Panamá	Elec. Arg.	Holding y Eli.	Total	Gestión de la Energía	Gen Térmica	Gen Renova ble	Gases Renova bles	Comer.	Holding y Eli.	Total			
Ventas de gas y acceso a redes de distribución	433	412	529	295	381	—	—	—	—	2.050	693	—	—	18	1.792	—	2.503	—	4.553	
Ventas de electricidad y acceso a redes de distribución	—	—	—	—	2	440	498	96	—	1.036	147	903	182	—	1.351	—	2.583	—	3.619	
Ventas de GNL	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1.287	—	—	—	—	—	1.287	—	1.287	
Altas de abono y verificación de instalaciones	10	3	—	—	—	5	1	—	—	19	2	—	—	—	16	—	18	—	37	
Cesión capacidad de generación eléctrica	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	175	—	—	—	—	175	—	175	
Alquiler de contadores e instalaciones	12	—	1	—	—	9	—	—	—	22	—	—	—	—	158	—	158	—	180	
Otros ingresos	8	12	3	3	—	—	1	1	—	28	—	1	25	1	51	3	81	1	110	
Total	463	427	533	298	383	454	500	97	—	3.155	2.129	1.079	207	19	3.368	3	6.805	1	9.961	

16.1 Información por áreas geográficas

El importe neto de la cifra de negocio de Naturgy asignado según el país de destino se detalla en el cuadro siguiente:

	30.06.2026	30.06.2025
España	5.263	5.074
Resto de Europa	1.564	1.039
Francia	459	344
Países Bajos	355	183
Portugal	287	239
Italia	159	82
Reino Unido	134	40
Croacia	68	—
Turquía	59	44
Bélgica	43	38
Alemania	—	35
Grecia	—	34
Latinoamérica	2.998	2.947
México	766	822
Panamá	510	500
Argentina	499	411
Brasil	474	543
Chile	402	393
Puerto Rico	284	224
República Dominicana	57	45
Resto Latinoamérica	6	9
Otros	272	901
Estados Unidos de América	131	160
Corea del Sur	50	235
Japón	60	117
Australia	31	48
Taiwán	—	183
China	—	117
Tailandia	—	41
Resto países	—	—
Total	10.097	9.961

En aplicación del tratamiento descrito en la Nota 2.4.17. de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025, el “Importe neto de la cifra de negocio” del primer semestre de 2026 incluye un importe positivo de 3 millones de euros como resultado neto de las desviaciones positivas y negativas de precios del negocio de Generación Renovable España sujetos a régimen retributivo específico y registrados en los epígrafes “Otros deudores” no corrientes y corrientes por 36 millones de euros (Nota 8) y “Otros pasivos” corrientes y no corrientes por 6 millones de euros (Nota 14) del Estado de situación financiera consolidado intermedio. En el primer semestre de 2025, el impacto reconocido en resultados fue un importe positivo de 19 millones de euros.

En el primer semestre de 2026, Naturgy ha reconocido en el epígrafe de “Importe neto de la cifra de negocio” los efectos derivados de las resoluciones del Tribunal Supremo relativas a los recursos interpuestos por varias compañías en relación con las retribuciones de los ejercicios 2017, 2018 y 2019 (Orden TED/749/2022), correspondientes al componente gestionable (COMGES) de la retribución de las empresas distribuidoras de electricidad. Dichas resoluciones han permitido confirmar el valor del parámetro X aplicable al primer semiperiodo regulatorio, que había sido considerado con carácter provisional en la resolución de la CNMC por la que se aprobó la retribución correspondiente al ejercicio 2020. Véase el apartado 2.2.1 del Anexo II. Marco Regulatorio.

Nota 17. Aprovisionamientos

El detalle de este epígrafe en el Estado del resultado consolidado intermedio para el período de seis meses de 2026 y 2025 es el siguiente:

	2026	2025
Compras de energía	5.313	5.345
Servicio acceso a redes de distribución	669	584
Otras compras y variación de existencias	208	183
Total	6.190	6.112

Nota 18. Gastos de personal

El detalle de este epígrafe en el Estado del resultado consolidado intermedio para el período de seis meses de 2026 y 2025 es el siguiente:

	2026	2025
Sueldos y salarios	234	237
Indemnizaciones por cese	18	8
Costes Seguridad Social	48	48
Planes de aportación definida	13	13
Remuneraciones basadas en acciones (Nota 10)	—	2
Trabajos realizados para el inmovilizado del grupo	(38)	(39)
Otros	26	21
Total	301	290

El número medio de empleados de Naturgy para el período de seis meses de 2026 y 2025 es el siguiente:

	2026	2025
Hombres	4.291	4.435
Mujeres	2.495	2.440
Total	6.786	6.875

En el cálculo del número medio de empleados de Naturgy se incluye el número medio de empleados de las entidades de operaciones conjuntas prorrateado por su porcentaje de participación que asciende a 134 personas (140 personas el 30 de junio de 2025).

En el cálculo del número medio de empleados, no se han tenido en cuenta los empleados de las sociedades que se clasifican como operaciones interrumpidas (nota 9), ni los empleados de las sociedades que se consolidan siguiendo el método de la participación, según el siguiente detalle:

	2026	2025
Operaciones interrumpidas (1)	8	9
Sociedades método participación	57	57

(1) Los empleados incluidos corresponden a la actividad de generación de carbón en España, interrumpida en el ejercicio 2020 (Nota 9).

Con fecha 30 de junio de 2026, la Dirección de la compañía y la representación de los trabajadores suscribieron el IV Convenio Colectivo del Grupo Naturgy, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2028. El Convenio entró en vigor en la fecha de su firma y establece el marco regulador de las relaciones laborales del Grupo para el citado período. La firma del Convenio no ha tenido impactos económicos significativos en los Estados financieros intermedios resumidos consolidados del Grupo a 30 de junio de 2026.

Nota 19. Otros ingresos y gastos de explotación

El importe del epígrafe “Otros ingresos de explotación” correspondiente al periodo de seis meses finalizado a 30 de junio de 2026 asciende a 91 millones de euros (80 millones de euros a 30 de junio de 2025).

El detalle del epígrafe “Otros gastos de explotación” en el Estado del resultado consolidado intermedio para el periodo de seis meses de 2026 y 2025 es el siguiente:

	2026	2025
Tributos	224	294
Operación y mantenimiento	200	186
Publicidad y otros servicios comerciales	60	51
Servicios profesionales y seguros	58	61
Servicios de construcción o mejora concesiones CINIIF 12	43	39
Suministros	32	30
Prestación de servicios a clientes	26	30
Servicios Lean	54	59
Otros	59	70
Total	756	820

El epígrafe de “Tributos” en el primer semestre de 2026 se ha visto afectado por la reducción de la carga fiscal asociada al Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) derivada de las medidas aprobadas por el gobierno mediante el RDL 7/2026 (Véase nota 2.3.1). Por su parte, en el primer semestre de 2025, dicho epígrafe recogía el efecto de la progresiva restitución de este impuesto tras su suspensión en ejercicios anteriores.

Nota 20. Amortización y pérdidas por deterioro de activos no financieros

El detalle de este epígrafe en el Estado del resultado consolidado intermedio para el periodo de seis meses de 2026 y 2025 es el siguiente:

	2026	2025
Dotación de amortización	808	785
Pérdidas por deterioro (Nota 4)	—	40
Total	808	825

Nota 21. Otros resultados

En el primer semestre de 2026 la composición de este epígrafe corresponde a una serie de impactos positivos menores.

En el primer semestre de 2025 este epígrafe recogía los efectos del acuerdo alcanzado con fecha 6 de marzo de 2025, por parte de Metrogas, S.A., filial del Grupo Naturgy en Chile, con Transportadora de Gas del Norte, S.A. (TGN) para poner fin a todas las disputas judiciales iniciadas en 2011, que se encontraban en curso ante tribunales de la República Argentina. Como resultado de dicho acuerdo, en el primer semestre de 2025 se registró una reversión de provisión por un importe de 20 millones de dólares estadounidenses (19 millones de euros) (Nota 28).

Nota 22. Resultado financiero

El detalle de este epígrafe en el Estado de situación consolidado para el período de seis meses de 2026 y 2025 es el siguiente:

	2026	2025
Intereses	85	98
Otros ingresos financieros (1)	30	45
Total ingresos financieros	115	143
Coste de la deuda financiera (2)	(361)	(355)
Gastos por intereses de pensiones	(9)	(7)
Otros gastos financieros (3)	(43)	(23)
Total gastos financieros	(413)	(385)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros (4)	2	(3)
Diferencias de cambio netas	(12)	—
Resultado financiero	(308)	(245)

- (1) A 30 de junio de 2025, este epígrafe incluía el impacto positivo por importe de 9 millones de euros ligado a la operación de emisión y recompra de bonos EMTN realizada en mayo de 2025.
- (2) Incluye el coste de los pasivos financieros por arrendamiento (39 millones de euros en 2026 y 42 millones de euros en 2025) y otros costes de refinanciación (6 millones de euros en 2026 y 5 millones de euros en 2025).
- (3) Incluye las actualizaciones financieras de provisiones desglosadas en la Nota 28 de Litigios y arbitrajes, así como el ajuste por inflación aplicable a las sociedades de Redes de Distribución en Argentina al tratarse de una economía hiperinflacionaria, con impactos de -13 millones de euros en 2026 y -9 millones de euros en 2025.
- (4) A 30 de junio de 2026 incluye un importe positivo de 2 millones de euros por la variación de valor de los instrumentos financieros derivados de Ibereólica Cabo Leones II, S.A. A 30 de junio de 2025 incluía un importe negativo de 3 millones de euros por la variación de valor de los derivados financieros de Ibereólica Cabo Leones II, S.A. y GPG Solar Chile 2017, S.p.A.. Los derivados financieros de GPG Solar Chile 2017, S.p.A. fueron liquidados en junio de 2025.

Nota 23. Efectivo generado en las operaciones de explotación y otros detalles de los flujos de efectivo

	2026	2025
Resultado antes de impuestos	1.866	1.794
Ajustes del resultado:	942	768
Amortización y pérdidas por deterioro de activos (Notas 5 y 20)	808	825
Otros ajustes del resultado neto:	134	(57)
Resultado financiero (Nota 22)	308	245
Resultado de entidades valoradas por el método de participación	(64)	(76)
Otros resultados (Nota 21)	(3)	(14)
Aplicaciones a resultados de ingresos diferidos	(30)	(29)
Otros ajustes (1)	(77)	(183)
Cambios en el capital corriente (excluyendo los efectos de cambios en el perímetro y diferencias de conversión):	(15)	494
Existencias	(187)	(45)
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	270	932
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	(98)	(393)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	(492)	(414)
Pago de intereses	(345)	(346)
Cobros de intereses	85	97
Cobros de dividendos	75	78
Pagos por impuestos sobre beneficios	(307)	(243)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	2.301	2.642

(1) Otros ajustes al resultado recoge, principalmente, los movimientos de los saldos de provisiones no corrientes.

El detalle de los pagos por inversiones en empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio en el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2026 y 2025:

	2026	2025
Adquisición Lean Grids Services, S.L. (Nota 24)	(3)	—
Adquisición Serpentina Solar, S.L. y Callacantis, S.L.	(1)	—
Primas por adquisiciones renovables previas	(7)	—
Total	(11)	—

El detalle de cobros por desinversiones en empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio en el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2026 y 2025:

	2026	2025
Proyectos solares en Estados Unidos	38	—
Otros	6	—
Total	44	—

Nota 24. Combinaciones de negocios

Periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2026

Adquisición Lean Grids Services, S.L.

El 30 de enero de 2026, Naturgy, a través de Naturgy Energy Group, S.A., ha adquirido a NTT Data Spain BPO, S.L.U. el 84,97% de las participaciones de Lean Grids Services, S.L. ("LGS"), pasando a ostentar el 100% del capital social (Naturgy ya era titular del 15,03%).

LGS es una sociedad constituida en España que presta servicios de soporte operativo vinculados a los segmentos de Redes de Distribución en España. La transacción supone la internalización de capacidades operativas previamente externalizadas, incluyendo recursos humanos y procesos asociados. Tras su adquisición, LGS se integra en el perímetro de los segmentos operativos de Redes de Distribución.

La operación se ha calificado como combinación de negocios por etapas de acuerdo con la NIIF 3, por lo que la participación previa del 15,03% ha sido revalorizada a su valor razonable en la fecha de adquisición, sin impactos significativos en resultados.

El coste de adquisición de la combinación de negocios ascendió a 3 millones de euros, considerando la participación total. Los activos y pasivos adquiridos han sido valorados a su valor razonable, sin diferencias significativas respecto a su valor en libros.

Coste de adquisición	3
Valor razonable de los activos netos	3
Fondo de comercio (Nota 5)	—

	Valor razonable	Valor en libros	Diferencia
Activos por impuesto diferido	5	5	—
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4	4	—
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	8	8	—
Total Activos	17	17	—
Provisiones	1	1	—
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	13	13	—
Total Pasivos	14	14	—
Valor razonable de los activos netos adquiridos	3	3	—
Coste de adquisición	3		
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes en la filial adquirida	(8)		
Coste de adquisición neto	(5)		

Periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2025

En el periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2025 no se produjeron combinaciones de negocios (Nota 2.6).

Nota 25. Situación fiscal

El gasto por impuesto sobre las ganancias es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2026	2025
Impuesto corriente	485	468
Impuesto diferido	(3)	13
Total	482	481

La tasa efectiva al 30 de junio de 2026 ha ascendido al 25,8% frente al 26,8% del mismo periodo del año anterior.

En el primer semestre de 2026 la tasa efectiva se ha visto afectada, principalmente, por el efecto de los resultados contabilizados por el método de la participación, la tributación derivada de la repatriación de fondos de la agencia de Chile (tratada como distribución de dividendos conforme a la normativa fiscal local) y la distribución geográfica de los resultados del Grupo, destacando la generación de resultados en países con tipos impositivos superiores al 25% (Argentina, Australia, Brasil, Chile, México y Panamá). Asimismo, incorpora el efecto de la liquidación de la sociedad Gas Natural Europe, S.A.S., derivado de la diferencia existente entre su valor fiscal y contable.

En el primer semestre de 2025, la tasa efectiva se vio afectada por los mismos factores estructurales, incluyendo el método de la participación, las retenciones sobre dividendos en Argentina y repatriación de fondos de la agencia de Chile, así como la distribución geográfica de los resultados. Adicionalmente, en dicho periodo se registraron determinados efectos no recurrentes, principalmente regularizaciones de ejercicios anteriores y limitaciones a la deducibilidad de gastos financieros en Australia.

Nota 26. Información de las operaciones con partes vinculadas

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

- Los accionistas significativos de Naturgy, entendiéndose por tales los que posean directa o indirectamente participaciones iguales o superiores al 5% y ostenten derechos políticos, 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, a 30 de junio de 2026 los accionistas significativos de Naturgy son:

- Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona, "la Caixa", participación a través de Critería Caixa S.A.U. (Critería)
- IFM Global Infrastructure Fund, a través de Global InfraCo O (2), S.à.r.l. (IFM)

Durante el primer semestre de 2026 se han registrado variaciones relevantes en el accionariado de Naturgy, derivadas de las operaciones realizadas por BlackRock Inc en marzo de 2026 y de CVC Capital Partners PLC en mayo de 2026 (véase Nota 10.1).

- Los administradores y personal directivo/Alta dirección de la sociedad y su familia cercana. El término "administrador" significa un miembro del Consejo de Administración y el término "personal directivo" significa el Presidente Ejecutivo, en relación con sus funciones ejecutivas y las personas con funciones de alta dirección con dependencia directa del Consejo de Administración, de sus Comisiones o del Presidente Ejecutivo. Las operaciones realizadas con administradores y personal directivo/Alta dirección se detallan en la Nota 27.
- Las operaciones realizadas entre sociedades del grupo forman parte del tráfico habitual y se han cerrado en condiciones de mercado. En empresas del grupo se incluye el importe correspondiente al porcentaje de participación de Naturgy sobre los saldos y transacciones con sociedades que se consolidan por el método de la participación.

Los importes agregados de operaciones con partes vinculadas en miles de euros durante el primer semestre de 2026 y 2025 son los siguientes:

2026	Accionistas significativos				Administradores y Personal directivo	Sociedades del grupo
	Gastos e Ingresos (en miles de euros)	Criteria	CVC (3)	BlackRock (2)	IFM	
	Gastos financieros	—	—	—	—	22
	Arrendamientos	—	—	—	—	2
	Recepción de servicios	—	—	—	—	716
	Compra de bienes (1)	—	—	—	—	21.253
	Otros gastos	—	—	—	—	—
	Total gastos	—	—	—	—	21.993
	Ingresos financieros	—	—	—	—	281
	Arrendamientos	—	—	—	—	—
	Prestación de servicios	—	—	—	—	—
	Venta de bienes (1)	435	2.469	—	49	6.458
	Otros ingresos	—	—	—	—	839
	Total ingresos	435	2.469	—	49	7.578

(1) Incluye básicamente compras y ventas de energía principalmente con Sociedad Galega do Medio Ambiente, S.A. y CH4 Energía S.A. de C.V.

(2) Incluye operaciones hasta el 3 de marzo de 2026, fecha en la que BlackRock, Inc realizó la colocación de la totalidad de la participación sobre el capital social de Naturgy, que ostentaba a través de GIP Canary III 1, S.à r.l.

(3) Incluye operaciones hasta el 26 de mayo de 2026, fecha en la que CVC Capital Partners PLC realizó la colocación de toda la participación sobre el capital social de Naturgy.

	Accionistas significativos				Administradores y Personal directivo	Sociedades del grupo
	Otras transacciones (en miles de euros)	Criteria	CVC (3)	BlackRock (2)	IFM	
	Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	—	—	—	—	—
	Dividendos y otros beneficios distribuidos (1)	157.435	76.295	—	85.718	—

(1) Los dividendos recibidos por los Administradores y la Alta dirección (Nota 27) durante el primer semestre de 2026 han sido de 86 miles de euros.

(2) Incluye operaciones hasta el 3 de marzo de 2026, fecha en la que BlackRock, Inc realizó la colocación de la totalidad de la participación sobre el capital social de Naturgy, que ostentaba a través de GIP Canary III 1, S.à r.l.

(3) Incluye operaciones hasta el 26 de mayo de 2026, fecha en la que CVC Capital Partners PLC realizó la colocación de toda la participación sobre el capital social de Naturgy.

2025	Accionistas significativos				Administradores y Personal directivo	Sociedades del grupo
	Gastos e Ingresos (en miles de euros)	Criteria	CVC	BlackRock	IFM	
	Gastos financieros	—	—	—	—	30
	Arrendamientos	—	—	—	—	2
	Recepción de servicios	—	—	—	—	833
	Compra de bienes (1)	—	—	—	—	36.389
	Otros gastos	—	—	—	—	—
	Total gastos	—	—	—	—	37.254
	Ingresos financieros	—	—	—	—	400
	Arrendamientos	—	—	—	—	—
	Prestación de servicios	—	—	—	—	—
	Venta de bienes (1)	511	611	—	223	31.702
	Otros ingresos	—	—	—	—	899
	Total ingresos	511	611	—	223	33.001

(1) Incluye básicamente compras y ventas de energía principalmente con Qalhat LNG S.A.O.C., Sociedad Galega do Medio Ambiente, S.A. y CH4 Energía S.A. de C.V.

Otras transacciones (en miles de euros)	Accionistas significativos				Administradores y Personal directivo	Sociedades del grupo
	Criteria	CVC	BlackRock (2)	IFM		
Compra de activos materiales, intangibles y otros (3)	704.865	546.759	544.798	446.245	—	—
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	—	—	—	—	—	—
Dividendos y otros beneficios distribuidos (1)	155.376	120.515	120.083	98.353	—	—

(1) Los dividendos recibidos por los Administradores y la Alta dirección (Nota 27) durante el primer semestre de 2025 han sido de 111 miles de euros.

(2) Dividendos recibidos a través de la participación de GIP III Canary 1, S.à.r.l.

(3) Venta de acciones de Naturgy Energy Group, S.A.

Nota 27. Información sobre miembros del Consejo de Administración y la Alta Dirección

27.1 Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y la Alta Dirección

El importe devengado por los miembros del Consejo de Administración de Naturgy Energy Group, S.A., por su pertenencia al Consejo de Administración y a sus comisiones durante el primer semestre del ejercicio 2026, ha ascendido a 2.153 miles de euros (2.204 miles de euros a 30 de junio de 2025).

A 30 de junio de 2026 el Consejo de Administración está formado por 11 miembros (15 miembros a 30 de junio de 2025). Durante el primer semestre del año se han producido los siguientes cambios en su composición: la incorporación de un consejero dominical en representación de IFM; el cese de los seis consejeros dominicales representantes de GIP III Canary 1, S.à.r.l. y Rioja Acquisition, S.à.r.l., como consecuencia de la transmisión de sus respectivas participaciones accionariales (Nota 10.1); y la incorporación de un consejero independiente adicional.

En cuanto a las comisiones del Consejo, su composición ha sido modificada respecto a la existente a 30 de junio de 2025, quedando configuradas del siguiente modo: la Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Gobernanza, integrada por 4 miembros (anteriormente denominada Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Gobierno Corporativo, con una composición de 5 miembros); la Comisión de Auditoría y Sostenibilidad, con 5 miembros (resultado de la integración de la anterior Comisión de Auditoría y Control, formada por 5 miembros, y de la Comisión de Sostenibilidad, formada por 4 miembros); y la Comisión de Proyectos de Inversión, integrada por 5 miembros, de nueva creación. Por otra parte, la Comisión de Visión Estratégica, cuya creación fue aprobada por el Consejo de Administración el 17 de febrero de 2026, integró sus funciones en la Comisión de Proyectos de Inversión.

Los miembros del Consejo de Administración de Naturgy Energy Group, S.A., excluyendo al Presidente Ejecutivo, no han percibido remuneración en concepto de participación en beneficios o primas, ni indemnizaciones, ni tienen concedidos créditos ni anticipos. Tampoco han recibido acciones ni opciones sobre acciones durante el periodo, ni han ejercido opciones ni tienen opciones pendientes de ejercitar.

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos con la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo de Naturgy. A 30 de junio de 2026, el importe de la prima satisfecha por Naturgy Energy Group, S.A. ha ascendido a 207 miles de euros (240 miles de euros a 30 de junio de 2025).

A los efectos exclusivos de la información contenida en este apartado, se considera Alta Dirección al Presidente Ejecutivo, a los directivos con dependencia directa del Consejo de Administración, de sus Comisiones o del Presidente Ejecutivo.

Como consecuencia del criterio establecido en el párrafo anterior, a 30 de junio de 2026, 17 personas conforman este colectivo, igual que en 2025.

Los importes devengados por los miembros de la Alta Dirección en concepto de retribución fija, retribución variable y otros conceptos han ascendido a 7.380 miles de euros a 30 de junio de 2026 (7.079 miles de euros a 30 de junio de 2025).

Con fecha 18 de febrero de 2025, el Consejo de Administración de Naturgy acordó el vencimiento anticipado del plan de incentivo variable a largo plazo que se explica en las Notas 14 y 16 de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025. La liquidación de este plan, correspondiente al periodo de siete años comprendido entre 2018 y 2024, y aplicable a los 17 miembros de la Alta Dirección, supuso un importe anual total de 7.539 miles de euros.

Asimismo, el Consejo de Administración, para dar cumplimiento al esquema vigente de retribución variable plurianual, aprobó un nuevo incentivo para el periodo 2025-2027, aplicable al conjunto de los directivos de Naturgy (130 directivos), incluidos los 17 miembros de la Alta Dirección (véase Nota 11).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 1.058 miles de euros a 30 de junio de 2026 (1.025 miles de euros a 30 de junio de 2025).

A 30 de junio de 2026, Naturgy tiene concedidos avales sobre créditos a la Alta Dirección por valor de 1.115 miles de euros (1.115 miles de euros a 31 de diciembre de 2025), y a dicha fecha no existen anticipos concedidos a este colectivo (tampoco a 31 de diciembre de 2025). Asimismo, durante el primer semestre de 2026 no se han abonado indemnizaciones por terminación de la relación laboral a la Alta Dirección, del mismo modo que no se efectuaron pagos durante el mismo periodo de 2025.

27.2 Operaciones con miembros del Consejo de Administración y la Alta Dirección

Los miembros del Consejo de Administración y de la Alta Dirección no han llevado a cabo, durante el primer semestre de 2026 y durante el ejercicio 2025, operaciones vinculadas ajenas al tráfico ordinario o que no se hayan realizado en condiciones normales de mercado con Naturgy Energy Group, S.A. o con las sociedades del grupo.

Nota 28. Litigios y arbitrajes

A continuación, se indican los principales cambios producidos y/o actualizaciones de provisiones durante los primeros seis meses de 2026 en relación con la situación descrita en el apartado de Litigios y arbitrajes de la Nota 36 “Litigios y arbitrajes, garantías y compromisos” de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025:

Reclamaciones contribuciones PIS y COFINS en Brasil

En relación con el procedimiento relativo a la compensación de créditos fiscales vinculados a las contribuciones sobre ventas PIS y COFINS de la sociedad participada Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro (CEG), el litigio se mantiene en fase de recurso tras la sentencia dictada en diciembre de 2023 por el Tribunal Federal de Río de Janeiro, que en esencia confirmó la condena impuesta en primera instancia por el monto principal más la actualización monetaria correspondiente.

Durante el primer semestre de 2026 no se han producido novedades relevantes respecto a la situación descrita en las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025, manteniéndose la estimación del riesgo y su calificación.

En consecuencia, a 30 de junio de 2026 el importe provisionado asciende a 432 millones de reales brasileños, equivalentes a 73 millones de euros (66 millones de euros a 31 de diciembre de 2025) y la estimación de la salida de recursos asociada a este procedimiento no ha experimentado variaciones significativas respecto a lo previsto a cierre del ejercicio anterior.

Reclamación contra Metrogas, S.A.

Con respecto a las demandas interpuestas por Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN) por supuestos incumplimientos contractuales, en marzo de 2025 se alcanzó un acuerdo para poner fin a los litigios en curso ante tribunales argentinos, que contemplaba el pago por parte de Metrogas, S.A., filial de Naturgy, de un importe total de 100 millones de dólares estadounidenses distribuido en dos cuotas.

Durante el primer semestre de 2025 se abonó la primera cuota por importe de 60 millones de dólares estadounidenses y se registró una reversión de provisiones por importe de 20 millones de dólares estadounidenses (19 millones de euros), reconocida en el epígrafe de “Otros resultados”. A 31 de diciembre de 2025, el Estado de situación financiera consolidado incluía un pasivo de 34 millones de euros correspondiente a la segunda cuota pendiente de pago.

En enero de 2026 se ha satisfecho la segunda cuota, quedando completamente extinguidas las obligaciones derivadas del acuerdo. En consecuencia, a 30 de junio de 2026 no existen importes en disputa entre las partes.

Procedimientos arbitrales en curso del Grupo

Por lo que se refiere al laudo arbitral emitido el 28 de junio de 2024 en el marco del contrato de suministro de gas natural licuado entre Naturgy y EDP, que establecía una compensación a pagar por Naturgy, el procedimiento arbitral quedó cerrado tras el pago efectuado por Naturgy en agosto de 2024.

No obstante, el Grupo considera que el procedimiento se mantiene en curso en otras vías distintas del propio arbitraje. En este contexto, durante el primer semestre de 2026 no se han producido novedades relevantes respecto a la situación descrita en las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025, ni se han registrado impactos en el resultado del período.

Asimismo, a 30 de junio de 2026 no existen otros arbitrajes en curso que requieran el registro de provisiones ni el desglose de pasivos contingentes.

Incentivo medioambiental a las centrales de carbón en España

En relación con el régimen de incentivo medioambiental a las centrales de carbón introducido en 2007 y el procedimiento iniciado por la Comisión Europea en noviembre de 2017 en materia de ayudas de Estado, el Grupo mantiene registrada una provisión asociada a los importes percibidos por este concepto.

Tras la sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea de 14 de diciembre de 2023, que estimó el recurso de casación interpuesto por Naturgy por motivos formales, el procedimiento se encuentra pendiente de que la Comisión Europea se pronuncie nuevamente sobre la apertura de un nuevo expediente, manteniéndose la incertidumbre sobre el fondo del asunto.

Sobre esta base, durante el primer semestre de 2026 no se han producido novedades relevantes respecto a la situación descrita en las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025, manteniéndose la calificación del riesgo como probable. Consecuentemente, a 30 de junio de 2026 el riesgo asociado a este procedimiento se encuentra provisionado en el epígrafe “Provisiones no corrientes” por un importe de 106 millones de euros (105 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

Permisos de instalaciones de generación renovable en España

Existen algunos permisos/autorizaciones concedidos a algunas instalaciones de generación renovable eólica o fotovoltaica en España, construidas o en construcción, que han sido recurridos en vía judicial, lo cual, en caso de que se estimaran tales recursos, podrían afectar a su viabilidad. Para los casos en los que se considera probable la materialización del riesgo se estima un impacto de 38 millones de euros (38 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

Para el resto de los casos, no se considera probable la materialización del riesgo, aunque se ha estimado un impacto máximo asociado de 61 millones de euros (99 millones de euros a 31 de diciembre de 2025). La disminución frente al cierre de 2025 obedece principalmente a la resolución favorable de determinados procedimientos judiciales relacionados con autorizaciones de infraestructuras de evacuación de instalaciones fotovoltaicas en Canarias.

Expedientes de caducidad de concesiones hidráulicas en España

En cuanto a los expedientes administrativos iniciados por distintas Confederaciones Hidrográficas en relación con la caducidad de determinadas concesiones hidráulicas, el Grupo ha presentado alegaciones en vía administrativa oponiéndose a su extinción, mediante la aportación de documentación que acredita que los plazos concesionales continúan vigentes conforme a las resoluciones y títulos concesionales aplicables.

Durante el primer semestre de 2026, uno de los expedientes ha sido resuelto de forma favorable para Naturgy. Como consecuencia de lo anterior, a 30 de junio de 2026 el riesgo asociado a estos procedimientos se ha reducido respecto al estimado a cierre del ejercicio anterior, situándose en un importe máximo de 22 millones de euros. El Grupo continúa calificando dicho riesgo como posible, no habiéndose reconocido provisión al no considerarse probable la salida de recursos.

Electricaribe

En relación con la intervención en 2016 de Electricaribe por las autoridades colombianas, así como con el procedimiento arbitral iniciado por Naturgy frente a la República de Colombia, en el que esta última formuló reconvencción, el laudo dictado en marzo de 2021 desestimó las reclamaciones de ambas partes.

No obstante, el Estado colombiano, a través de distintas autoridades, mantiene abiertos diversos procedimientos administrativos y judiciales contra el Grupo y sus empleados en relación con este asunto.

En línea con lo anterior, durante el primer semestre de 2026 no se han producido novedades relevantes respecto a la situación descrita en las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025, manteniéndose la evaluación del riesgo asociada a dichos procedimientos.

Actas en disconformidad por retenciones

Con fecha 7 de julio de 2023 se firmaron actas en disconformidad en concepto de retenciones a cuenta del impuesto sobre la renta de no residentes para el periodo 2018-2020 por importe de 198 millones de euros, incluyendo intereses, contra las que se ha presentado reclamación económica administrativa ante el Tribunal Económico Administrativo Central. A 30 de junio de 2026, no se considera probable que el riesgo que se pone de manifiesto en ellas acabe materializándose.

Gravamen Temporal Energético

El Grupo mantiene diferencias de criterio con la Agencia Estatal de Administración Tributaria en relación con la liquidación del Gravamen Temporal Energético sobre actividades de GNL internacional que deberían quedar excluidas del mismo. A 30 de junio, el saldo en discusión asciende a 135 millones de euros (133 millones de euros a 31 de diciembre de 2025). Véase nota 11.

Reclamaciones de tasas y tributos en el extranjero

Naturgy mantiene varias reclamaciones relacionadas con tasas o tributos de administraciones públicas de países en los que desarrolla actividades económicas. A 30 de junio de 2026, se estima que existe un riesgo de probable materialización por un valor total de 62 millones de euros (60 millones de euros a 31 de diciembre de 2025). El calendario de las salidas de recursos dependerá de la evolución de estas disputas, que han continuado su tramitación durante el periodo y se encuentran en diferentes fases de tramitación.

Se considera que revelar más información sobre estas reclamaciones, podrían perjudicar gravemente la posición de Naturgy en la disputa actual que mantiene con las contrapartes correspondientes, por lo que se decide ajustarse a la descripción mínima amparada por la NIC 37.92 para este tipo de casos.

Liquidaciones del mecanismo de minoración

Existen diferencias de criterio entre la CNMC y las sociedades comercializadoras del Grupo en relación con la aplicación del mecanismo de minoración de la retribución de las instalaciones de generación inframarginales no emisoras. El importe en disputa podría alcanzar 271 millones de euros, por lo que, a 30 de junio de 2026, Naturgy mantiene registrada una provisión por dicho importe (271 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

Expedientes sancionadores a UFD Distribución Electricidad S.A.

En relación con los dos expedientes sancionadores incoados por la CNMC por un supuesto abuso de posición de dominio en la actividad de alquiler de contadores y por un supuesto trato diferencial a las comercializadoras eléctricas del Grupo, a 31 de diciembre de 2025 uno de los expedientes se encontraba resuelto, tras la imposición de una sanción de 5 millones de euros, que fue satisfecha antes de dicha fecha, y el segundo en fase de tramitación.

Con fecha 4 de mayo de 2026, la CNMC ha acordado el archivo del segundo expediente, por lo que a 30 de junio de 2026 ambos expedientes se encuentran cerrados definitivamente, no existiendo riesgos asociados a los mismos.

Interrupción del suministro eléctrico en España

Con respecto a la interrupción del suministro eléctrico producida el 28 de abril de 2025 en la península ibérica, las autoridades competentes continúan analizando sus causas, para lo cual el Grupo ha continuado siendo objeto de requerimientos informativos en dicho contexto.

Durante el primer semestre de 2026 se han producido determinadas actuaciones en el marco de este evento. En particular, se han recibido once expedientes sancionadores de la CNMC por presuntos incumplimientos en materia de mantenimiento e idoneidad técnica de las instalaciones, así como del procedimiento de operación 7.4. Asimismo, la CNMC ha emitido un acuerdo por el que se incoa dos procedimientos sancionadores a Centrales Nucleares Trillo-Almaraz A.I.E., notificado a uno de los partícipes de la agrupación y comunicado a Naturgy en su condición de partícipe en dicha agrupación. Véase también nota 2.2.2.6 del Anexo de Marco Regulatorio.

Adicionalmente, se han realizado y se han recibido reclamaciones de terceros en concepto de responsabilidad civil por importes agregados no materiales, muchas de las cuales han sido presentadas con el objetivo de evitar la prescripción de los hechos. Naturgy ha comunicado estas reclamaciones a sus aseguradores al amparo de las pólizas de seguro del Grupo.

Al igual de lo ocurrido a cierre del ejercicio anterior, a 30 de junio de 2026 Naturgy considera que el riesgo de un resultado adverso material es remoto, no habiéndose reconocido responsabilidad ni registrado provisiones, atendiendo al análisis del comportamiento de las instalaciones del Grupo y a la cobertura de las pólizas de seguro.

Incidente en seguridad de datos en un proveedor

Durante el primer semestre de 2026, Naturgy tuvo conocimiento de un incidente de seguridad ocurrido en los sistemas de un proveedor externo que le presta servicios de apoyo comercial. El incidente no afectó a los sistemas de información del Grupo. No obstante, dado que la información comprometida se refería a personas contactadas en nombre del Grupo, este actuó proactivamente activando sus protocolos de respuesta y colaborando con el proveedor y las autoridades competentes. En particular, el 30 de abril de 2026 se procedió a notificar el incidente a la Agencia Española de Protección de Datos (AEPD) y se realizaron las comunicaciones correspondientes a los clientes. A la fecha de formulación de estos estados financieros intermedios resumidos consolidados, la autoridad de control no ha previsto actuaciones adicionales en relación con dicha notificación y el Grupo no ha identificado impactos significativos derivados del incidente.

A 30 de junio de 2026, el Estado de situación financiera consolidado intermedio de Naturgy incluye provisiones por litigios, según la mejor estimación realizada con la información disponible a la fecha de formulación de estos Estados financieros intermedios resumidos consolidados sobre la evolución de los mismos, y las negociaciones en curso, que cubren los riesgos estimados. Por tanto, Naturgy considera que no se derivarán pasivos adicionales significativos por los riesgos descritos en esta Nota.

Nota 29. Acontecimientos posteriores al cierre

Con fecha 21 de julio de 2026, el Consejo de Administración ha acordado distribuir un dividendo a cuenta con cargo a resultados del ejercicio 2026, tal y como se describe en la Nota 10 de estos Estados financieros intermedios resumidos consolidados.

A excepción de estos hechos, no se han producido acontecimientos posteriores significativos al cierre.

Anexo I. Variaciones en el perímetro de consolidación

Las variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2026 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
Gas Natural Fenosa Engineering Brasil, S.A.	Liquidación	15 de enero	(100,0)	—	—
Renovables DC One, S.L.U.	Constitución	22 de enero	100,0	100,0	Global
A Senra Infraestructuras, S.L.	Constitución	22 de enero	50,0	50,0	Participación
Lean Grids Services, S.L.	Adquisición	30 de enero	85,0	100,0	Global
Proyectos solares en Estados Unidos					
1780 Solar Project, LLC	Venta	13 de febrero	(100,0)	—	—
Stonefield Solar, LLC	Venta	13 de febrero	(100,0)	—	—
Rough Hat Solar, LLC	Venta	13 de febrero	(100,0)	—	—
Larrea Solar Project, LLC	Venta	13 de febrero	(100,0)	—	—
Bar C Solar, LLC	Venta	13 de febrero	(100,0)	—	—
Esmeralda North Solar Project, LLC	Venta	13 de febrero	(100,0)	—	—
Rough Hat Clark Bess, LLC	Venta	13 de febrero	(100,0)	—	—
Rough Hat Clark Manager, LLC	Venta	13 de febrero	(100,0)	—	—
Sunflower Energy Project, LLC	Venta	13 de febrero	(100,0)	—	—
Sunvine Energy Project, LLC	Venta	13 de febrero	(100,0)	—	—
Independence Energy Project, LLC	Venta	13 de febrero	(100,0)	—	—
Summer Shade Solar, LLC	Venta	25 de marzo	(100,0)	—	—
DT Solar Farms, LLC	Venta	30 de junio	(100,0)	—	—
Serpentina Solar, S.L.	Adquisición	10 de marzo	75,0	75,0	Global
Callacantis, S.L.	Adquisición	13 de marzo	75,0	75,0	Global
Gas Natural Europe, S.A.S. Société en liquidation	Liquidación	13 de abril	(100,0)	—	—
Almar CCS, S.A.	Liquidación	21 de abril	(75,0)	—	—
RWE 2, S.L.U.	Adquisición	29 de abril	100,0	100,0	Global
Empresa Chilena de Gas Natural S.A.	Liquidación	30 de abril	(100,0)	—	—
Bio Utiel, S.L.U.	Adquisición	20 de mayo	100,0	100,0	Global

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el ejercicio 2025 fueron las siguientes:

Denominación de la entidad	Categoría de la operación	Fecha efectiva de la operación	Derechos de voto adquiridos / dados de baja (%)	Derechos de voto tras la operación (%)	Método de integración tras la operación
SET Veciana, S.L.	Venta	10 de enero	(9,2)	39,1	Participación
Global Power Generation Australia Pty, Ltd.	Ampliación de capital (1)	6 de marzo	0,5	74,5	Global
Scioto Farms Solar Project, LLC.	Liquidación	9 de abril	(100,0)	—	Global
Global Power Generation Australia Pty, Ltd.	Ampliación de capital (1)	23 de julio	0,4	74,9	Global
Rough Hat Clark Manager, LLC.	Constitución	25 de septiembre	100,0	100,0	Global
Pelecanus, S.L.	Adquisición	3 de octubre	75,0	75,0	Global
Sunflower Energy Project, LLC.	Constitución	8 de octubre	100,0	100,0	Global
Sunvine Energy Project, LLC.	Constitución	8 de octubre	100,0	100,0	Global
DT Solar Farms, LLC.	Constitución	8 de octubre	100,0	100,0	Global
Independence Energy Project, LLC.	Constitución	8 de octubre	100,0	100,0	Global
Alnux Solar, S.L.	Adquisición	16 de octubre	75,0	75,0	Global
Linurgus, S.L.	Adquisición	16 de octubre	75,0	75,0	Global
Atrotus, S.L.	Adquisición	16 de octubre	75,0	75,0	Global
Carpodacus, S.L.	Adquisición	4 de noviembre	75,0	75,0	Global
Artinita, S.L.	Adquisición	27 de noviembre	75,0	75,0	Global
Hidenita, S.L.	Adquisición	27 de noviembre	75,0	75,0	Global
SET Veciana, S.L.	Venta	11 de diciembre	(7,1)	32,0	Participación
Sociedade Galega do Medio Ambiente, S.A.	Ampliación de capital (2)	26 de diciembre	(3,8)	45,2	Participación
Qalhat LNG S.A.O.C.	Venta	31 de diciembre	(7,4)	—	—

(1) Durante el ejercicio se realizaron dos ampliaciones de capital por compensación de deuda que incrementaron el porcentaje de derechos adquiridos tanto en la propia sociedad como en sus filiales (Nota 2.6).

(2) La sociedad "Sociedade Galega do Medio Ambiente, S.A." efectuó una ampliación de capital a la que Naturgy no acudió, disminuyendo su participación en el capital social de esta sociedad en un 3,8%.

Anexo II. Marco regulatorio

En relación con el marco regulatorio descrito en el Anexo IV de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2025, cabe destacar los siguientes aspectos correspondientes al primer semestre de 2026:

1. Entorno Regulatorio Europeo

Durante el primer semestre de 2026, las instituciones europeas han seguido impulsando diversas iniciativas orientadas a reforzar la integración del mercado energético, acelerar la transición hacia un sistema descarbonizado y reforzar la protección de los consumidores, en un contexto de persistente volatilidad en los mercados energéticos internacionales.

En este sentido, el 26 de febrero de 2026 se publicó la Directiva (UE) 2026/470, que modifica la Directiva de Información Corporativa sobre Sostenibilidad (CSRD) y la Directiva sobre Diligencia Debida de las Empresas en Materia de Sostenibilidad (CSDDD), en el contexto del proceso de revisión del marco europeo de sostenibilidad. La norma introduce medidas de simplificación orientadas a reducir las cargas administrativas, ajustar el perímetro de aplicación y adoptar un enfoque más focalizado en materia de información y diligencia debida a lo largo de la cadena de valor, lo que podría afectar al alcance y a la intensidad de las obligaciones de reporte de las compañías.

Adicionalmente, el 10 de marzo de 2026, la Comisión Europea publicó la Comunicación sobre el Paquete de Energía (Energy Package), del que destacan las siguientes iniciativas:

- Paquete de Energía para los Ciudadanos (Citizens Energy Package), que tiene como objetivo reducir el coste de las facturas energéticas, proteger y empoderar a los ciudadanos para que participen activamente en la transición energética limpia, combatir la pobreza energética y ayudar a los países de la Unión Europea (UE) a implementar la legislación existente.
- Estrategia de Inversión en Energía Limpia (Clean Energy Investment Strategy) y Paquete de soporte relativo a la Eficiencia Energética y Financiación, que presenta un marco de financiación a largo plazo para acelerar la transición hacia energías renovables y limpias.

Finalmente, el 18 de marzo de 2026, se publicó el Reglamento (UE) 2026/667, el cual modifica la Ley Europea del Clima introduciendo un objetivo intermedio vinculante de reducción neta del 90% de emisiones de gases de efecto invernadero en 2040 respecto a 1990. Dicha normativa prioriza la reducción interna dentro de la Unión Europea al determinar que al menos el 85% del esfuerzo neto se logre mediante reducciones y absorciones domésticas. Asimismo, flexibiliza de forma limitada la trayectoria permitiendo el uso de créditos internacionales de alta calidad hasta un máximo del 5% y únicamente a partir de 2036.

En el entorno regulatorio europeo del primer semestre de 2026 resulta de especial relevancia la publicación, el 2 de febrero de 2026, del Reglamento (UE) 2026/261 relativo a la eliminación progresiva de las importaciones de gas natural ruso, la preparación de la eliminación progresiva de las importaciones de petróleo ruso y la mejora del seguimiento de las posibles dependencias energéticas. Tal como se indica en las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025, este Reglamento fija un marco jurídicamente vinculante que establece que:

- Para los contratos de suministro a corto plazo celebrados antes del 17 de junio de 2025, la prohibición de importaciones de gas ruso se aplicará a partir del 25 de abril de 2026 para el GNL y a partir del 17 de junio de 2026 para el gas por gasoducto.
- Para los contratos a largo plazo de importación de GNL, la prohibición se aplicará a partir del 1 de enero de 2027.
- En lo que respecta a los contratos a largo plazo de importación de gas por gasoducto, la prohibición entrará en vigor el 30 de septiembre de 2027.

Asimismo, a la fecha de formulación de estos Estados financieros intermedios resumidos consolidados, se mantiene vigente el marco de sanciones adoptado por la Unión Europea en relación con Rusia. En particular, el 19º paquete de sanciones, aprobado el 23 de octubre de 2025, incluye, entre otras medidas, la prohibición desde el 1 de enero de 2027 de la compra, importación o transferencia de GNL originado en o exportado desde Rusia bajo determinados contratos. La vigencia de este régimen sancionador, cuya última prórroga fue acordada el 25 de junio de 2026, se extiende actualmente hasta el 31 de julio de 2027, estando sujeta a renovaciones periódicas para su mantenimiento en vigor.

La Comisión Europea ha manifestado que dicha prohibición se consideraría un supuesto de fuerza mayor para las empresas titulares de contratos de suministro a largo plazo, de modo que el incumplimiento de los compromisos de recepción del gas no generaría responsabilidad para el comprador.

Finalmente, en el contexto de la creciente volatilidad en los mercados energéticos derivada de la crisis en Oriente Medio, la Comisión Europea ha emitido, durante el primer semestre de 2026, tres comunicados oficiales dirigidos a reforzar la seguridad de suministro y coordinar la respuesta de los estados miembros ante posibles perturbaciones del comercio energético internacional. Estos comunicados recogen medidas urgentes tanto para el ámbito del gas como para el del petróleo:

- Comunicado sobre la preparación del gas para el invierno 2026-2027 (23 de marzo de 2026): la Comisión insta a los estados miembros a iniciar de forma anticipada y coordinada el llenado de almacenamientos de gas natural y a utilizar la flexibilidad del Reglamento de Almacenamiento de Gas (EU Gas Storage Regulation) para mitigar tensiones de precios y garantizar el suministro para el invierno 2026-2027.
- Comunicado sobre la seguridad de suministro de petróleo ante la crisis en Oriente Medio (31 de marzo de 2026): la Comisión subraya la necesidad de que los estados miembros coordinen medidas que contribuyan a contener la demanda energética y evitar incrementos innecesarios del consumo, promoviendo acciones de ahorro de combustibles, reforzando la gestión de las reservas estratégicas y evitando decisiones nacionales que distorsionen el funcionamiento del mercado interior.
- Comunicado sobre energía asequible y segura mediante acción acelerada (22 de abril de 2026): la Comisión presenta un plan de emergencia vinculado a cinco pilares: mayor coordinación entre estados miembros para gestionar la seguridad de suministro, protección de consumidores y empresas frente a picos de precios, aceleración de la producción de energía autóctona y limpia, modernización del sistema energético y movilización de la inversión pública y privada para la transición energética.
- Comunicado sobre la adopción de un Marco Temporal de ayudas de Estado (METSAP) para responder a los efectos económicos de la crisis de Oriente próximo (29 de abril de 2026): el METSAP contempla explícitamente intervenciones sobre el coste del gas destinado a generación eléctrica, medidas fiscales relacionadas con los precios de la energía y la modificación temporal del Marco de ayudas de Estado del Pacto por la Industria Limpia (CISAP) hasta el 31/12/2026.

En materia de contratación de energías renovables, el 24 de abril de 2026 la Comisión Europea publicó la Recomendación (UE) 2026/917 para fomentar el desarrollo de contratos de compra de energía (PPAs). La recomendación impulsa mejoras en las garantías de origen de electricidad y gas, promoviendo una mayor integración de los sistemas nacionales a escala europea. Asimismo, propone una mayor flexibilidad para la comercialización transfronteriza de biometano. Por último, refuerza los mecanismos de mitigación de riesgos para facilitar la financiación de determinados proyectos energéticos.

Finalmente, en lo que respecta al régimen europeo de comercio de emisiones, el 15 de junio de 2026 se publicó el Reglamento Delegado (UE) 2026/787, en lo relativo a las reglas de subasta de derechos de emisión, ajustando el calendario y la coordinación entre la plataforma común y las plataformas nacionales. Esta norma incluye disposiciones específicas para las subastas anticipadas de 2027 y 2028. Todo ello queda condicionado a la transposición nacional necesaria para subastar los volúmenes correspondientes a cada estado miembro.

2. Entorno Regulatorio en España

2.1. Regulación del sector del gas natural en España

2.1.1. Actividades reguladas del sector del gas natural en España

Por su aplicación en 2026, cabe destacar la aprobación, durante 2025, de las siguientes disposiciones:

- Resolución de 13 de enero de 2025, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la capacidad asignada y disponible en los almacenamientos subterráneos básicos de gas natural para el período comprendido entre el 1 de abril de 2025 y el 31 de marzo de 2026.
- Resolución de 27 de mayo de 2025, de la CNMC, por la que se establece la retribución para el año de gas 2026 de las empresas que realizan actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural.
- Resolución de 27 de mayo de 2025, de la CNMC, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2026.
- Resolución de 18 de septiembre de 2025, de la CNMC, por la que se establece la cuantía de retribución del gestor técnico del sistema gasista y la cuota para su financiación en el año de gas 2026.
- Orden TED/1062/2025, de 25 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2026.
- Circular 9/2025, de 22 de diciembre, de la CNMC, que modifica la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, que establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, así como de regasificación, transporte y distribución de gas natural. Asimismo, fija la tasa de retribución financiera aplicable a las actividades de transporte, operación del sistema y distribución de energía eléctrica para el periodo regulatorio 2026-2031.

Entre las disposiciones aprobadas durante el primer semestre de 2026 destacan las siguientes:

- Resolución de 20 de enero de 2026, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la capacidad asignada y disponible en los almacenamientos subterráneos básicos de gas natural para el período comprendido entre el 1 de abril de 2026 y el 31 de marzo de 2027.
- Orden TED/306/2026, de 31 de marzo, por la que se desarrollan los procedimientos necesarios para el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural.
- Resolución de 2 de junio de 2026, de la CNMC, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2027.
- Resolución de 12 de junio de 2026, de la CNMC, por la que se determina la retribución por incentivos del gestor técnico del sistema gasista correspondiente al año 2025.

En relación al próximo periodo regulatorio 2027-2032, la CNMC publicó en marzo de 2026, el "Informe de evaluación del modelo retributivo de la actividad de distribución de gas natural", cuyo objetivo es evaluar la metodología retributiva establecida en la Circular 4/2020, así como el "Informe de evaluación del modelo retributivo de transporte de gas natural y plantas de GNL", que tiene por objeto evaluar los valores unitarios de operación y mantenimiento de dichas actividades, establecidos en la Circular 9/2019. Estos informes fundamentan las propuestas de las nuevas Circulares metodológicas publicadas por el regulador para su fase de audiencia pública.

En el mismo mes de marzo de 2026, la CNMC ha iniciado diversas consultas públicas en relación con la revisión de las metodologías retributivas aplicables a las actividades reguladas de gas:

- Propuesta de Circular por la que se modifica la Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la CNMC, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de la distribución de gas natural (CIR/DE/003/25).

- Propuesta de Circular por la que se modifica la Circular 9/2019, de 19 de diciembre, de la CNMC, por la que se establece la metodología de retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado (CIR/DE/001/25).

Ambas propuestas se enmarcan en la revisión del marco retributivo aplicable al nuevo periodo regulatorio y mantienen, con carácter general, la estructura básica de las metodologías actualmente en vigor, si bien introducen determinados ajustes en el esquema retributivo. El trámite de audiencia pública de dichas propuestas se inició el 26 de marzo de 2026 y el plazo para la presentación de alegaciones finalizó el 27 de abril de 2026.

Asimismo, también en abril de 2026, la CNMC inició el trámite de audiencia pública de la propuesta de la circular por la que se establece la tasa de retribución financiera aplicable a las actividades reguladas de gas natural. El plazo para formular alegaciones finalizó el 18 de mayo de 2026. Dicha propuesta fija la tasa en el 6,46 % para las actividades de regasificación, transporte y gestión técnica del sistema de gas natural, y en el 6,67 % para la actividad de alquiler de contadores de gas natural.

A la fecha de formulación de estos Estados financieros intermedios resumidos consolidados, las propuestas anteriores han sido remitidas al Consejo de Estado con fecha de 25 de junio de 2026 y se encuentran pendientes de aprobación definitiva, estando prevista a lo largo de 2026, con entrada en vigor a partir del 1 de octubre de 2026.

2.1.2. Actividades no reguladas

Por su aplicación en 2026, cabe destacar la aprobación, durante 2025, de las siguientes disposiciones:

- Resolución de 22 de diciembre de 2025, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural aplicable a partir del 1 de enero de 2026.

En relación a las disposiciones aprobadas durante el primer semestre de 2026:

- Resolución de 27 de marzo de 2026, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural aplicable a partir del 1 de abril de 2026.

Adicionalmente, en mayo de 2026, el MITRED abrió a trámite de audiencia e información pública el Proyecto de Real Decreto de impulso del biometano. Este proyecto introduce por primera vez en España un sistema de cuotas mínimas obligatorias de penetración del biometano sobre el volumen de gas natural consumido para usos distintos al transporte, con una senda progresivamente creciente que comienza en 2028 y se prolonga hasta el 2035. Se identifican como sujetos obligados a los comercializadores de gas y a los consumidores directos en el mercado. Asimismo, el proyecto modifica el Real Decreto 1434/2002 con el fin de facilitar la inyección de biometano y otros gases renovables en las infraestructuras gasistas existentes, lo que incluye el reconocimiento de los equipos de flujo inverso como activos regulados del sistema de transporte o distribución, la clarificación de las instalaciones de conexión necesarias para la inyección y la definición de la titularidad de las líneas directas.

2.1.3. Vulnerabilidad

- El Real Decreto-ley 16/2025 de 23 de diciembre, volvió a prorrogar la medida de prohibición de la suspensión de suministro de gas por impago a los consumidores vulnerables, extendiéndose hasta el 31 de diciembre de 2026.

2.2 Regulación del sector eléctrico en España

2.2.1. Actividades reguladas del sector eléctrico en España

Por su aplicación en 2026, cabe destacar la aprobación, durante 2025, de las siguientes disposiciones:

- Circular 7/2025, de 16 de diciembre, de la CNMC que modifica la metodología establecida en la Circular 5/2019 para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica. Asimismo, define los parámetros técnicos y económicos aplicables al periodo regulatorio 2026-2031. Se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado, que se aplicarán desde el 1 de enero de 2026 a todos los activos de transporte en explotación y a los que entren en servicio con posterioridad.
- Resolución de 18 de diciembre de 2025, de la CNMC, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2026.
- Circular 8/2025, de 22 de diciembre de 2025, que establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica en España para el periodo regulatorio 2026-2031. La metodología incorpora medidas orientadas a aumentar la eficiencia, mejorar la calidad, reducir pérdidas e impulsar la electrificación. Se alinean los límites de inversión con los establecidos por el Gobierno, retribuyendo inversiones auditadas hasta el 0,13 % del PIB. Asimismo, se redefine el mecanismo de sostenibilidad, limitándolo a inversiones destinadas a atender la demanda recogida en el Proyecto de Real Decreto sobre planes de inversión en redes de transporte y distribución.
- Circular 9/2025, de 22 de diciembre de 2025, que modifica la metodología establecida en la Circular 2/2019 para el cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades reguladas de transporte y distribución de energía eléctrica, así como de regasificación, transporte y distribución de gas natural. Asimismo, fija la tasa de retribución financiera aplicable a las actividades de transporte, operación del sistema y distribución de energía eléctrica en el periodo 2026-2031, que se incrementa en 100 puntos básicos respecto al periodo anterior, alcanzando el 6,58 %.

En relación a las disposiciones aprobadas durante el primer semestre de 2026:

- Resolución de 23 de enero de 2026, de la CNMC, por la que se establece provisionalmente la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica para el ejercicio 2026.
- Resolución de 26 de febrero de 2026, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2023.
- Resolución de 16 de abril de 2026, de la Secretaría de Estado de Energía (SEE), por la que se aprueba el procedimiento de operación para adoptar los criterios generales de protección del sistema eléctrico español.
- Resolución de 11 de mayo de 2026, de la CNMC, por la que se modifica el procedimiento de operación eléctrico, para mejorar la eficiencia en la asignación del servicio de respuesta activa de la demanda.

En relación con el componente gestionable (COMGES) de la retribución de las empresas distribuidoras de electricidad en España, se han producido avances relevantes derivados de las resoluciones del Tribunal Supremo sobre los recursos interpuestos por varias compañías en relación con las retribuciones de 2017, 2018 y 2019 (Orden TED/749/2022). Dichas resoluciones han permitido confirmar el valor del parámetro correspondiente al primer semiperiodo regulatorio (X1), inicialmente considerado con carácter provisional en el marco regulatorio aplicable. Este hecho elimina la incertidumbre que existía en relación con la determinación de dicho parámetro y su aplicación en la retribución de los ejercicios 2021 y 2022.

La retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica correspondiente al ejercicio 2023 se encuentra actualmente en fase avanzada de tramitación para su aprobación definitiva, una vez finalizado el periodo de alegaciones a la propuesta de resolución. En esta resolución se fijarán los parámetros aplicables al COMGES de las retribuciones 2023-2025. Respecto a las Retribuciones de los ejercicios 2024 y 2025, actualmente la CNMC se encuentra analizando la información recibida de las empresas antes de la aprobación de las mismas y siempre después del trámite de alegaciones a la propuesta de resolución correspondiente. A la fecha de formulación de estos Estados financieros intermedios resumidos consolidados, el sector continúa operando sobre la base de pagos a cuenta derivados de la liquidación provisional.

2.2.2. Actividades no reguladas del sector eléctrico en España

2.2.2.1 Generación de electricidad

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que la producción de energía eléctrica se desarrolla en régimen de libre competencia, si bien la puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de las instalaciones está sometido a autorización administrativa previa. La retribución de la actividad deriva de su participación en el mercado de producción de energía eléctrica, integrado por los mercados a plazo, diario, intradiario, mercados no organizados y otros servicios relacionados con la seguridad del sistema eléctrico como son los servicios de ajuste y de balance.

En relación con los mecanismos de capacidad, el marco aplicable continúa condicionado por lo previsto en el Reglamento (UE) 2019/943. En este contexto, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) mantiene en tramitación una propuesta normativa orientada a la creación de un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español, cuyo diseño contempla la celebración de subastas (principales, de ajuste y transitorias) y la participación de generación, almacenamiento y demanda. A la fecha de formulación de estos Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2026, este desarrollo normativo continúa pendiente de aprobación definitiva.

En relación a las centrales nucleares, se mantiene el marco derivado del 7º Plan General de Residuos Radiactivos y la actualización de la prestación patrimonial para financiar el servicio de ENRESA aprobada en 2024.

En cuanto a la situación del parque nuclear y el calendario de cierre progresivo acordado en 2019, durante el primer semestre de 2026 se han producido avances en la tramitación del expediente relativo a la solicitud de modificación de la autorización de explotación de la central nuclear de Almaraz, presentada en 2025 por las compañías propietarias (Iberdrola, Endesa y Naturgy), para permitir la operación de ambas unidades hasta el 8 de junio de 2030. Dicha solicitud fue remitida por el MITECO al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) para la emisión del informe técnico preceptivo.

En febrero de 2026, el titular de la instalación remitió al CSN información adicional requerida por este organismo, que está siendo analizada por sus direcciones técnicas. El CSN ha indicado que prevé emitir su informe preceptivo al MITECO en los próximos meses, siempre que no resulte innecesaria información adicional.

2.2.2.2 Instalaciones renovables, de cogeneración de alta eficiencia y residuos

- Orden TED/53/2026, de 27 de enero, 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 y se aprueban nuevas instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos aplicables en el periodo regulatorio 2026-2031.
- Resolución de 30 de marzo de 2026, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se actualizan los valores de retribución a la operación correspondientes al segundo trimestre natural del año 2026 de las instalaciones tipo de generación de energía eléctrica cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible.

2.2.2.3 Comercialización

Durante el primer semestre de 2026 se ha aprobado el Real Decreto 88/2026, de 11 de febrero, por el que se establece el Reglamento general de suministro, comercialización y agregación de energía eléctrica, que actualiza el marco regulatorio aplicable a la actividad de comercialización, incorporando, entre otros aspectos, la regulación de la figura del agregador independiente y determinadas condiciones relativas al suministro y a la relación con los consumidores.

Asimismo, el marco de los mecanismos de gestión de la demanda continúa desarrollándose, habiéndose introducido ajustes regulatorios en el servicio de respuesta activa de la demanda para su adaptación a los mercados de balance y mejora de su eficiencia operativa, con efectos en los servicios prestados a partir de 2026.

No se han producido, durante el periodo, modificaciones regulatorias adicionales relevantes en la metodología de cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), manteniéndose el esquema vigente tras la reforma introducida por el Real Decreto 446/2023.

2.2.2.4 Garantías de origen

Durante el primer semestre de 2026 no se han producido modificaciones regulatorias relevantes que afecten al funcionamiento del sistema de garantías de origen en España, manteniéndose el esquema descrito en las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025.

No obstante, se encuentra en curso la tramitación de desarrollos normativos a nivel nacional orientados a la adaptación y ampliación del sistema de garantías de origen de gases renovables, incluyendo su posible extensión a otros gases de bajas emisiones y el refuerzo de los mecanismos de trazabilidad y certificación. A la fecha de formulación de estos Estados financieros intermedios resumidos consolidados, estos desarrollos no han sido aprobados de forma definitiva ni han supuesto cambios en la operativa vigente.

2.2.2.5 Vulnerabilidad

- Orden TED/1524/2025, de 23 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2026 y por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, correspondiente al año 2026. No obstante, dichos valores unitarios se calcularon tomando como base unos descuentos inferiores a los posteriormente fijados por el Real Decreto-ley 7/2026, por lo que ha sido necesario adecuarlos. A tal efecto, se ha publicado la Orden TED/634/2026, de 17 de junio, por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad.

2.2.2.6 Incidente de cero tensión en el sistema eléctrico peninsular (“apagón”)

Durante el primer semestre de 2026 han continuado los trabajos de análisis y seguimiento del incidente de cero tensión ocurrido el 28 de abril de 2025.

En particular, en marzo de 2026, ENTSO-E, con la participación del Operador del Sistema español, publicó el informe final del grupo de expertos constituido para la investigación del incidente, confirmando su carácter multifactorial e identificando la concurrencia de oscilaciones, deficiencias en el control de tensión y potencia reactiva, diferencias en las prácticas de regulación de tensión, reducciones rápidas de producción y desconexiones de generación en cascada. El informe incorpora recomendaciones orientadas a reforzar las prácticas operativas, la supervisión del sistema y la coordinación e intercambio entre agentes a nivel europeo.

A nivel nacional, durante 2026 la CNMC ha continuado impulsando actuaciones dirigidas a reforzar la estabilidad del sistema y el control de tensión. En este contexto, en febrero de 2026 publicó un informe de seguimiento del control de tensión y, en marzo de 2026 publicó un informe de recomendaciones y propuestas sobre el incidente, en el que se identifican líneas de mejora en los marcos técnicos, operativos y normativos. Asimismo, desde comienzos de 2026 se encuentran activados mecanismos de penalización en materia de control de tensión y se ha iniciado el despliegue progresivo del servicios de control dinámico de tensión mediante consignas.

En relación con las eventuales responsabilidades derivadas del incidente, las investigaciones y actuaciones administrativas continúan en curso. Diversos agentes del sector, incluido Naturgy, han sido objeto de requerimientos de información por parte de las autoridades competentes y se han producido determinadas actuaciones administrativas y reclamaciones de Naturgy y de terceros, sin que a la fecha de formulación de estos Estados financieros intermedios resumidos consolidados se haya registrado impacto económico significativo para Naturgy, sin perjuicio de lo indicado en la Nota 28 Litigios y arbitrajes.

2.2.2.7. Eficiencia energética

- Orden TED/133/2026, de 25 de febrero, por la que se establecen las obligaciones de ahorro energético, el cumplimiento mediante certificados de ahorro energético y la aportación mínima al Fondo Nacional de Eficiencia Energética para el año 2026.

2.3. Otra regulación en España

2.3.1 Plan integral de respuesta a la crisis de Oriente Medio

La crisis de Oriente Medio ha generado un contexto de elevada inestabilidad geopolítica con incidencia en los mercados energéticos globales, especialmente por la afectación del tránsito a través del estrecho de Ormuz.

En este contexto, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITRED) publicó el Real Decreto-ley 7/2026, de 20 de marzo, por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio, que incorpora un conjunto de medidas de carácter extraordinario y urgente con incidencia sobre el sector energético.

En particular, destacan las siguientes medidas:

Medidas con incidencia en el sector gasista

- Refuerzo del bono social térmico, mediante el incremento de la cuantía mínima de la ayuda de 40 a 50 euros.
- Refuerzo de la protección de los consumidores vulnerables, incluyendo la prórroga de la prohibición de suspensión del suministro de gas por impago hasta el 31 de diciembre de 2026.
- Medidas fiscales temporales aplicables al gas natural, incluyendo la reducción del IVA y del impuesto especial del gas natural hasta el 30 de junio de 2026, condicionadas a la evolución de los precios.
- Flexibilización temporal de las condiciones contractuales, tanto para consumidores industriales como para autónomos, permitiendo adaptaciones en los contratos de suministro de gas en un contexto de elevada volatilidad de precios.
- Medidas relacionadas con el almacenamiento subterráneo de gas, incluyendo la aplicación de un canon nulo para volúmenes superiores a determinados niveles de consumo asociados a obligaciones de llenado.

Medidas con incidencia en el sector eléctrico

- Refuerzo de la protección de consumidores vulnerables, mediante la recuperación de los niveles de descuento del bono social eléctrico, fijados en el 42,5 % para consumidores vulnerables y el 57,5 % para consumidores vulnerables severos, aplicables durante 2026. A partir de enero de 2027, se prevé la aplicación de un descuento del 35 % para consumidores vulnerables y del 50 % para consumidores vulnerables severos.
- Prórroga de la prohibición de suspensión del suministro por impago a los consumidores vulnerables, extendida hasta el 31 de diciembre de 2026.
- Medidas de apoyo a la industria electrointensiva, incluyendo la aplicación de un descuento del 80 % en los peajes de acceso durante 2026.
- Aplicación temporal del tipo reducido del 10% del IVA a determinados suministros de electricidad hasta el 30 de junio de 2026, condicionada a la evolución del índice de precios al consumo de los productos afectados.
- Reducción del 10% del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) durante el primer trimestre de 2026 y la suspensión de este impuesto durante el segundo trimestre de 2026.
- Refuerzo de los derechos de los consumidores, mediante el incremento de las obligaciones de transparencia en la información relativa a precios, duración y condiciones contractuales del suministro eléctrico.
- Adaptación de los mecanismos de financiación del bono social eléctrico, con previsión de revisión de los valores unitarios para adecuarlos a los niveles de descuentos aplicables en 2026.

- Modificaciones en el Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética, ampliando el ámbito de sujetos obligados y sustituyendo la metodología de cálculo basada en datos históricos por un sistema que determina las obligaciones de ahorro energético en función de la actividad de cada sujeto en el ejercicio correspondiente.

Otras medidas:

- Reforma estructural del régimen de acceso y conexión a la red para la demanda. Entre las medidas asociadas destacan la creación del concepto de “prestación por reserva de capacidad” en sustitución del pago de garantías, el acceso preferente a la nueva figura de “instalaciones de consumo de alta prioridad” (que incluye los denominados proyectos estratégicos de inversión), la introducción de nuevas causas de caducidad de los permisos y la habilitación de permisos flexibles para instalaciones de almacenamiento.
- Medidas para el despliegue ágil y socialmente integrado de las energías renovables. En este ámbito se crean las zonas de aceleración renovable y nuevas figuras como los proyectos de excelencia social y territorial, los proyectos energéticos preferentes y la repotenciación de las instalaciones existentes, flexibilizándose asimismo el cumplimiento de los hitos administrativos establecidos en el Real Decreto-ley 23/2020.
- El 21 de mayo de 2026 el MITECO lanzó a audiencia pública un Proyecto de real Decreto-ley que introduce medidas de impulso al biometano, fijando objetivos anuales de penetración del biometano para usos distintos del transporte, determinando los sujetos obligados, la metodología de cálculo y los mecanismos de acreditación necesarios para garantizar su cumplimiento.

El 29 de junio de 2026 se aprobó el Real Decreto-ley 18/2026, que prorroga temporalmente determinadas medidas fiscales y energéticas destinadas a mitigar el impacto de los precios energéticos sobre consumidores y empresas, incorporando mecanismos de activación vinculados a la evolución de los precios. Entre otras medidas, contempla reducciones temporales en determinados tributos energéticos, incluidos el IVA aplicable a determinados suministros energéticos, el Impuesto Especial sobre la Electricidad y el Impuesto sobre Hidrocarburos.

Asimismo, la norma introduce medidas estructurales orientadas al fortalecimiento y flexibilización del sistema energético, entre las que destacan la simplificación del procedimiento de cierre temporal de instalaciones de generación, el refuerzo del marco aplicable a las infraestructuras de evacuación compartidas y nuevas obligaciones relativas al control de tensión en las redes de distribución.

Adicionalmente, establece la eliminación gradual del Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE), mediante reducciones aplicables desde el segundo semestre de 2026, la reducción de su tipo de gravamen al 3,5% en 2027 y su supresión prevista a partir de 2028.

2.3.2. Derechos de emisión

En 2026, el marco regulatorio del comercio de derechos de emisión se ha reforzado mediante la aprobación del Real Decreto 127/2026, que modifica el Real Decreto 1089/2020, de 9 de diciembre, por el que se desarrollan aspectos relativos al ajuste de la asignación gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en el periodo 2021-2030, alineando el régimen español con las últimas reformas europeas e incorporando nuevos requisitos metodológicos y documentales relacionados con la verificación, la información de instalaciones y los informes de neutralidad climática. En este contexto, las modificaciones introducidas no han tenido un impacto significativo en las operaciones del Grupo.

3. Entorno regulatorio del sector del gas en Latinoamérica

3.1 Sector del gas natural

3.1.1 Distribución de gas natural en Brasil

CEG y CEG RIO

El 1 de enero de 2026 entraron en vigor las nuevas tarifas para CEG y CEG RIO, con ajustes en la variación del índice de inflación anual de IGP-M (-0,11%) según las deliberaciones 4.986 y 4.987/2026 del 22 de diciembre de 2025.

El proceso de revisión tarifaria, correspondiente a la 5ª RTI (periodo 2023-2027) sigue su curso, habiéndose ya aprobado la tasa de remuneración en 8,92% a través de la Deliberación de AGENERSA N° 4988 de 22 de diciembre de 2025. Actualmente AGENERSA está revisando el Plan de Negocio, habiendo finalizado la consulta pública el día 6 de abril de 2026 y celebrado la audiencia pública el 10 de abril.

Los contratos de concesión de CEG y CEG RIO están vigentes hasta el 21 de julio de 2027. Estos contratos se firmaron originalmente por un periodo de 30 años. Naturgy presentó formalmente su solicitud de prórroga por 30 años en 2024. La agencia reguladora estatal (AGENERSA), por medio de sus cámaras técnicas y jurídicas, ha emitido informes técnicos evaluando la documentación técnica, financiera y operativa presentada, y ha expresado que no se ha identificado ningún incumplimiento, estando pendiente de que el Consejo Director de AGENERSA emita su decisión final.

En febrero de 2026, el Gobierno del Estado de Río de Janeiro divulgó en los medios que iba a optar por iniciar un proceso de licitación para la concesión de distribución de gas canalizado gestionada por las sociedades del grupo CEG y CEG RIO. Posteriormente, el Presidente del Tribunal de Justicia de Río de Janeiro asumió el cargo de Gobernador interino. A la fecha, el Gobierno no ha contestado formalmente a la solicitud de prórroga contractual de Naturgy ni tampoco ha iniciado formalmente el proceso de licitación, a la espera del dictamen del Tribunal de Cuentas del Estado de Río de Janeiro acerca de la posibilidad jurídica de una renovación ordinaria con Naturgy.

Gas Natural Sao Paulo Sur, S.A. (SPS)

El 29 de mayo de 2025 la ARSESP, mediante la deliberación N°1.689/25, aprobó la actualización tarifaria del reajuste anual de los márgenes de SPS, aplicando un índice de inflación del 8,46% para el periodo comprendido entre el 31 de mayo de 2025 y el 30 de mayo de 2026.

El 1 de junio de 2026 la ARSESP, mediante la deliberación N°1.806/26, aprobó la actualización tarifaria del reajuste anual de los márgenes de SPS, aplicando un índice de inflación del 0,1% para el periodo comprendido entre el 31 de mayo de 2026 y el 30 de mayo de 2027.

A SPS le hubiera correspondido una revisión quinquenal a finales de mayo de 2025, sin embargo, en abril de 2025 el regulador pospuso el calendario inicialmente previsto. En este contexto, el proceso se reactivó en 2026 con la celebración, el 9 de abril de 2026, de la audiencia pública sobre el Plan de Negocios presentado por la distribuidora, finalizando el 10 de abril de 2026 el plazo de la consulta pública asociado a dicho proceso.

Finalmente, el 1 de junio de 2026 se ha aprobado la deliberación ARSESP n°1.805/26 por la que se aprueba la revisión quinquenal para el periodo comprendido entre el 31 de mayo de 2025 y el 30 de mayo de 2030.

Naturgy se encuentra actualmente en proceso de diálogo con el Poder Concedente para la renovación de la concesión, cuyo vencimiento está previsto en mayo de 2030.

3.1.2. Distribución de gas natural en México

En junio de 2025 se presentaron los expedientes tarifarios correspondientes al sexto periodo quinquenal (Q6), aplicable al periodo 2026 a 2030. No obstante, el inicio del plazo regulatorio para su aprobación quedó suspendido hasta la publicación de los nuevos reglamentos de desarrollo de la Ley del Sector de Hidrocarburos (publicada en marzo 2025). Una vez publicados dichos reglamentos, en octubre del 2025, comenzó a transcurrir el plazo regulatorio para la aprobación de las tarifas del Q6, cuyo vencimiento estaba previsto para mayo del 2026.

En el marco de este proceso, en el mes de marzo 2026 se recibieron requerimientos de información complementaria por parte de la Comisión Nacional de energía (CNE) en relación con los expedientes tarifarios, que fueron atendidos por Naturgy México en abril de 2026, para los permisos de Monterrey, Nuevo Laredo, Saltillo, Toluca, Ciudad de México y Bajío. Cabe recordar que en marzo de 2025 se produjo una reorganización del marco institucional mediante la extinción de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), cuyas funciones fueron asumidas por la CNE.

A la fecha de formulación de estos Estados financieros intermedios resumidos consolidados, las nuevas tarifas para el Q6 se encuentran pendientes de aprobación.

Respecto a los recursos de amparo interpuestos contra las tarifas del Q5, con fecha 27 de febrero de 2026 la CNE emitió una nueva resolución de tarifas, en cumplimiento a la sentencia en firme del permiso de Monterrey, con resultado tarifario nulo pero parcialmente favorable, evitando la generación de precedentes sobre los criterios impugnados para futuras revisiones quinquenales. El resto de los amparos están pendientes de sentencia firme que se espera que se dicten a lo largo del año.

En cuanto a las renovaciones de los permisos, el regulador ha aprobado la renovación de los permisos de Toluca, Saltillo y Nuevo Laredo por un periodo adicional de 15 años, el 26 de febrero, el 24 de marzo de 2026 y el 30 de abril de 2026, respectivamente.

Asimismo, el 22 de abril de 2026 se presentaron las solicitudes de renovación correspondientes a los permisos de Monterrey, y el 12 de mayo de 2026 las solicitudes de Distrito Federal y Bajío, dado que la normativa permite su presentación hasta con dos años de antelación a su vencimiento, siendo las fechas de vencimiento: abril 2028, agosto 2028 y enero 2030, respectivamente. El Regulador ha manifestado como requisito la presentación de dichas solicitudes para la aprobación del sexto periodo tarifario.

3.1.3 Distribución de gas natural en Argentina

Durante el primer semestre de 2026 se han venido aprobando mensualmente las Resoluciones por la que se actualizan los cuadros tarifarios mensuales, según la senda definida en la Revisión Quinquenal Tarifaria (RQT) para el periodo 2025-2029 aprobada por ENARGAS mediante las Resoluciones 263/2025 y 264/2025 de abril de 2025 de ENARGAS para Naturgy BAN y Naturgy NOA respectivamente, y la fórmula de actualización por inflación aprobada en junio de 2025.

No obstante, en enero de 2026, junto con la aprobación de los cuadros tarifarios, ENARGAS efectuó la adecuación del Requerimiento de Ingresos, como resultado de un proceso exhaustivo de revisión y consolidación de ajustes gestionados por Naturgy. En consecuencia, los incrementos derivados de la Revisión Quinquenal Tarifaria se ajustaron a 15,66% para Naturgy BAN y a 12,26% para Naturgy NOA, aplicándose en cuotas mensuales tal como estaba previsto.

Asimismo, conforme a lo dispuesto en el Decreto N° 465/24 que estableció un Periodo de Transición hacia Subsidios Energéticos Focalizados (SEF), y tras la correspondiente Consulta Pública del proyecto de SEF, con fecha 31 de diciembre de 2025 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto 943/2025 por el que se crea el régimen de Subsidios Energéticos Focalizado para sustituir el anterior sistema. Dicho Decreto ordena y unifica los subsidios para los consumos residenciales de electricidad, gas natural, gas propano por redes y garrafas de GLP de 10 kg en todo el país.

Por otra parte, el Decreto N° 49/2026 del Poder Ejecutivo, estableció la prórroga de la emergencia del Sector Energético Nacional en lo que respecta a los segmentos de transporte y distribución hasta el 31 de diciembre de 2027 y un precio máximo, para la venta en el mercado interno, del GNL que se importe para el abastecimiento de los próximos dos periodos invernales.

Mediante la resolución N° 60/2026, la Secretaría de Energía modificó el numeral 9.4.2.3 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, estableciendo que los ajustes estacionales se aplicarán del 1 de mayo al 30 de septiembre de cada año, y del 1 de octubre al 30 de abril del año siguiente.

Con fecha 12 de marzo de 2026 se dictó la Resolución N° 66/2026 de la Secretaría de Energía que dispone la reconfiguración del Sistema de Transporte de Gas Natural y con ello de las capacidades de transporte de gas para cada distribuidora, con la finalidad de optimizar la asignación de capacidades y promover un uso más eficiente y generalizado de los recursos disponibles al menor coste posible para los usuarios, asegurando el abastecimiento de la demanda ininterrumpible. Dicha resolución entrará en vigor una vez el Ente Regulador dicte las medidas correspondientes que permitan su operatividad. Para ello, ENARGAS dictó el 19 de marzo de 2026 la resolución 346/26 mediante la cual se inició un Procedimiento de Consulta Pública a fin de poner en consideración de los interesados los análisis y proyectos de cambios normativos necesarios para la Asignación de Capacidades de Transporte Firme con plazo de alegaciones hasta el 7 de abril.

Finalmente, mediante la Resolución 409/26, ENARGAS da por finalizada dicha consulta y dicta las medidas necesarias para la reasignación de las capacidades en firme dispuesta por la Secretaría de Energía en la resolución N° 66, con entrada en vigor desde el 1 de mayo 2026.

Finalmente, el 3 de junio de 2026, Naturgy BAN, S.A. y Naturgy NOA, S.A. se presentaron al Concurso Público de TGS, para la asignación de la capacidad incremental del Gasoducto Perito Moreno. A la fecha de formulación de los presentes Estados financieros intermedios resumidos consolidados, no se conocen los resultados del proceso.

3.1.4 Distribución de gas natural en Chile

Conforme a la normativa vigente, el 30 de marzo de 2025 se dio inicio formal al proceso de fijación tarifaria para el cuatrienio 2026-2029. En esa fecha, las distribuidoras presentaron ante la Comisión Nacional de Energía (CNE) dos documentos clave: el informe del Chequeo de Rentabilidad Anual del ejercicio 2024, y el Informe Técnico Cuatrienal para la determinación del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para el cuatrienio 2026-2029 cuyo proceso de aprobación se ha extendido a lo largo de 2025 y el primer semestre de 2026.

Respecto al VNR para el período 2026-2029, el 15 de mayo de 2026 la CNE emitió el Informe final, aprobando para Metrogas un incremento del 5% del VNR para el período 2026-2029.

En cuanto al proceso de chequeo de rentabilidad que debe realizar la CNE anualmente para determinar si las empresas distribuidoras superan el límite de rentabilidad establecido en la Ley, la CNE emitió con fecha 26 de febrero de 2026 los Informes Finales de Chequeo de Rentabilidad del ejercicio 2024, de Metrogas y Gas Sur, tras el Dictamen del Panel de Expertos, que resolvió favorablemente la discrepancia presentada por ambas compañías respecto del Informe de Rentabilidad Anual Definitivo de la CNE.

Asimismo, de acuerdo con los plazos establecidos en la normativa, con fecha 30 de marzo de 2026 las distribuidoras presentaron el Informe del Chequeo de Rentabilidad Anual del ejercicio 2025, actualmente en proceso de revisión por parte de la CNE, estando previsto el Informe Preliminar de la CNE para el 15 de agosto de 2026.

4. Entorno regulatorio del sector de electricidad internacional

4.1 Actividades reguladas del sector eléctrico internacional - Distribución

4.1.1 Distribución de electricidad en Panamá

Las tarifas asociadas a la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica en Panamá se establecen por periodos tarifarios de cuatro años, y dentro de los mismos se producen actualizaciones semestrales con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) en la proporción que corresponda según el Régimen Tarifario vigente.

Las tarifas aprobadas mediante la resolución AN-18737 del 5 de octubre de 2023 para el periodo comprendido del 1 de julio de 2023 al 30 de junio de 2026, se han venido actualizando semestralmente dentro del periodo tarifario siendo la última actualización semestral la realizada a finales de 2025 correspondiente al semestre enero-junio de 2026. Dicha actualización supuso una variación de 3,6% respecto a las vigentes hasta diciembre de 2025. Para este semestre igualmente el Estado mantuvo para Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.(EDEMET) el subsidio del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) para los clientes BTS hasta consumo de 300 kWh y en el caso de Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) para todos los clientes a través del Fondo Tarifario de Occidente (FTO).

En relación con la revisión tarifaria para el siguiente periodo tarifario comprendido entre el 1 de julio de 2026 y el 30 de junio de 2030, el 22 de diciembre de 2025, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) aprobó la resolución AN-21170-Elec, mediante la cual se fija en 10,74% la Tasa de Rentabilidad aplicable al cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) de EDEMET y EDECHI para el próximo periodo tarifario, culminando así el proceso de consulta pública iniciado en octubre.

Asimismo, con fecha 13 de febrero de 2026 la ASEP aprobó, mediante resolución AN No. 21371-Elec, tras la correspondiente fase de consulta pública, las Áreas Representativas, las Empresas Comparadoras y las Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el Cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) a las empresas distribuidoras para el próximo periodo tarifario. Esto fue reiterado mediante la resolución AN-21466 del 18 de marzo de 2026 por medio de la cual se deniegan los recursos de reconsideración interpuestos por Energía y Servicios de Panamá, S.A.(ENSA), EDEMET y EDECHI en contra de la citada resolución AN No.21371-Elec de 13 de febrero de 2026.

Teniendo en cuenta dicha resolución, con fecha 2 de marzo de 2026 la ASEP sometió a Consulta Pública No.001-26-Elec la propuesta de IMP para las distribuidoras EDEMET y EDECHI para el periodo comprendido del 1 de julio de 2026 al 30 de junio de 2030. Con fechas 26 de marzo de 2026 y 1 de abril se presentaron las oportunas alegaciones por parte de las distribuidoras. Finalmente, con fecha 21 de mayo de 2026, la ASEP aprobó mediante la resolución AN No. 21660 el IMP de EDEMET y EDECHI para el periodo 2026-2030.

Tras la interposición de los correspondientes recursos de reconsideración por parte de EDEMET y EDECHI, contra la citada Resolución, la ASEP dictó la Resolución AN N° 21781 de 18 de junio de 2026, acogiendo parcialmente uno de los planteamientos reclamados, con una ligera mejora sobre el IMP aprobado inicialmente, por lo que, finalmente, el IMP aprobado para el periodo 2026-2030 supone un incremento del 4% respecto al IMP anterior.

Adicionalmente, y como parte del proceso de actualización regulatoria asociado a la revisión tarifaria, el 23 de diciembre de 2025 la ASEP publicó el aviso de Consulta Pública No. 012-25, que presenta una propuesta de modificaciones al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, con el objetivo de avanzar en la definición de los ajustes normativos que regirán en el nuevo periodo. Las alegaciones a dicha Consulta fueron enviadas por EDEMET y EDECHI el 19 de enero de 2026. Con fecha 7 de mayo de 2026 la ASEP aprobó parte de las modificaciones propuestas mediante la Resolución AN N° 21617 -Elec, dejando para un nuevo trámite de Consulta las modificaciones al Régimen Tarifario, por lo que se está a la espera de la aprobación del texto final.

En relación con el Plan de Mejora de la Calidad, con fecha 27 de febrero de 2026 se ha aprobado por la ASEP, mediante la resolución AN No.21405 -Elec la solicitud de ampliación de la IV Fase del Plan hasta el 31 de agosto de 2026 presentada por EDEMET y EDECHI, a la vista de las mejoras en la calidad de servicio dentro de sus zonas de concesión. Conforme a dicha resolución, durante la vigencia del Plan de Mejora de Calidad queda suspendida la contabilización de las interrupciones programadas derivadas del Plan para el cálculo de los indicadores de confiabilidad de SAIFI y SAIDI, siempre que se cumplan determinadas condiciones.

4.1.2 Distribución de electricidad en Argentina

El esquema tarifario en la provincia de San Juan, donde Naturgy desarrolla su actividad a través de Naturgy San Juan, S.A (NSJ), (anteriormente denominada Energía San Juan S.A.), consiste en revisiones tarifarias quinquenales denominadas Revisiones Tarifarias Ordinarias (RTO) y de revisiones semestrales denominadas Revisiones Tarifarias Extraordinarias (RTE). En estas últimas se actualizan las variables contenidas en el Valor Agregado de Distribución (VAD), se proyecta el Mercado y se realizan ajustes (entre lo real y lo estimado) de impuestos, tasas y contribuciones no explícitos en las facturas del servicio.

Con fecha 23 de enero de 2026 se cerró el proceso de la RTO que estableció las tarifas para el periodo quinquenal que inicia el 23 de enero de 2026 hasta el 22 de enero de 2031, mediante la resolución N° 80/2026 del EPRE. Dicho proceso se inició en enero de 2025 con la presentación por parte de NSJ, un año antes a la finalización del periodo tarifario quinquenal, de su propuesta del nuevo Cuadro Tarifario y Régimen Tarifario para el siguiente periodo de cinco años, a lo que siguió todo un proceso de audiencias pPúblicas previstas en la normativa.

Las nuevas tarifas suponen un incremento en VAD del 23,64% y resuelven algunos de los problemas regulatorios reclamados por NSJ en relación con la fórmula de aplicación de la amortización regulatoria y el tratamiento de la amortización acelerada de la redeterminación de la deuda y su incidencia en la base de capital. Se incrementa el porcentaje de pérdidas reconocidas a los niveles reales con senda de bajada durante el periodo y se incorpora un incentivo a la mejora de calidad denominado FIMCA (factor de incentivo para la modernización y calidad de abastecimiento) del 3% sobre el Valor Agregado de Distribución (VAD) en el primer semestre de 2026, pendiente de definir los parámetros para su aplicación.

En relación a lo anterior, de acuerdo con lo previsto en la resolución se ha iniciado un periodo de transitoriedad denominado de “Marcha Blanca” de seis meses durante el cual, junto con el Regulador, se revisarán y modernizarán los mecanismos de control y el régimen sancionatorio en materia de calidad, sin efecto pecuniario durante ese periodo.

En relación con el régimen de subsidios, conforme a lo dispuesto en el Decreto N° 465/24 que estableció un periodo de transición hacia Subsidios Energéticos Focalizados (SEF), con fecha 31 de diciembre de 2025 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto 943/2025 por el que se crea el régimen de Subsidios Energéticos Focalizado para sustituir el anterior sistema. Dicho Decreto ordena y unifica los subsidios para los consumos residenciales de electricidad, gas natural, gas propano por redes y garrafas de GLP de 10 kg en todo el país.

En lo referido a la clasificación ambiental (según norma IRAM 11603:2012) de la Provincia de San Juan, respecto del nivel de energía tope a ser subsidiado a usuarios residenciales, la Secretaría de Energía de la Nación en su resolución SE N.º 13/26, del 16 de enero de 2026, estableció que la provincia se incorporaría como “Zona Cálida”, y por lo tanto cada vivienda contaría con un tope de 370 kWh/mes, subsidiados exclusivamente para los meses de diciembre, enero y febrero. Sin embargo, el ente regulador estableció un reclamo ante la Secretaría de Energía de la Nación, solicitando equiparar a San Juan dentro de la calificación de provincia “muy cálida”, permitiendo elevar el consumo subsidiado a 550 kWh/mes. Este reclamo se encuentra pendiente de resolución por parte de la Secretaría.

El 23 de enero de 2026 el EPRE mediante resolución 83/26 dio por iniciado el procedimiento para convocar un Concurso Público Internacional para la venta del paquete accionario mayoritario de NSJ, en cumplimiento de la finalización del 2º período de gestión. El período de la concesión es por 50 años y se divide en cuatro períodos de gestión, siendo este proceso obligatorio al final de cada período, conforme está establecido en el régimen concesional. Durante el primer semestre de 2026, el EPRE llevó a cabo el concurso internacional siendo Naturgy San Juan, S.A. el único oferente. Por ello, con fecha 2 de junio de 2026, el EPRE declaró desierto el Concurso manteniéndose así la actual titularidad accionarial.

4.2 Actividades no reguladas del sector eléctrico internacional - Generación

Naturgy está presente como generador en México, Panamá, Costa Rica, República Dominicana, Puerto Rico, Chile, Brasil, Australia y Estados Unidos.

4.2.1 Costa Rica y Puerto Rico

En Costa Rica se tiene firmado un contrato de compromiso de capacidad con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en relación a la central de Torito, que opera desde 2015 con una potencia de 50 MW por un plazo de veinte años desde inicio de construcción. Finalizado este plazo, la planta deberá ser transferida al ICE sin coste alguno.

Durante el período, no se han producido cambios regulatorios específicos que afecten a dicha instalación. No obstante, continúa en tramitación parlamentaria un proyecto de reforma del sistema eléctrico orientado a su modernización, que contempla, entre otros aspectos, una mayor apertura del mercado, el refuerzo de la competencia y la creación de un operador independiente del sistema.

A la fecha de formulación de los presentes Estados financieros intermedios resumidos consolidados, dicha reforma no ha sido aprobada y persiste incertidumbre sobre su alcance y calendario de implementación. En todo caso, conforme a la información disponible, no se prevén efectos sobre el contrato correspondiente a la central de Torito.

En Puerto Rico se tiene firmado un contrato de venta de energía y potencia con la empresa estatal Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA). La participación de Naturgy en la sociedad propietaria del ciclo combinado de Puerto Rico, EcoEléctrica, se integra en el consolidado por el método de la participación.

En el ejercicio 2025, la Ley 1-2025 actualizó la Ley de Política Pública Energética, eliminando las metas intermedias de penetración de energías renovables, si bien mantuvo el objetivo de alcanzar un sistema de generación 100% renovable en 2050. Asimismo, el Negociado de Energía de Puerto Rico (NEPR) instruyó la evaluación de nuevas fuentes de generación y el desarrollo de procesos competitivos para la incorporación de nueva capacidad, estimada entre 2.500 y 3.000 MW, bajo esquemas de colaboración público-privada. En relación con dichas iniciativas, durante el primer semestre de 2026 se ha avanzado en su implementación, habiéndose completado las fases de precalificación de oferentes y presentación de propuestas en los procesos competitivos para nueva capacidad de generación. A la fecha de formulación de los presentes estados financieros, dichos procesos continúan en curso, sin que se haya producido la adjudicación definitiva de los proyectos.

4.2.2 Panamá

La venta de la energía eléctrica generada por las centrales hidráulicas que Naturgy tiene en el país, se realiza mediante contratos bilaterales con las distribuidoras, fruto de subastas realizadas por la Empresa de Transmisión (ETESA) y aprobadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), y a mercado.

Durante el primer semestre de 2026, aunque no se ha promulgado ninguna nueva ley, se han activado reformas reglamentarias y proyectos de regulación que se espera que deriven en una nueva metodología tarifaria que reconozca mejor los costes de generación, distribución y almacenamiento.

4.2.3 República Dominicana

Naturgy tiene dos centrales de motores de fuel oil: Palamara (102 MW) y La Vega (92,5 MW), en operación desde los años 2000 y 2001, respectivamente. Ambas centrales participan en el mercado eléctrico mayorista cubriendo, aproximadamente, el 3% de la demanda del país.

Durante el primer semestre de 2026 no se han promulgado nuevas leyes que afecten directamente a la actividad de generación eléctrica en la que opera el Grupo en República Dominicana. No obstante, continúan en desarrollo diversas iniciativas regulatorias ya iniciadas en ejercicios anteriores, en el marco del Pacto Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico con horizonte 2030, orientadas a la revisión del régimen tarifario y al refuerzo de la eficiencia y transparencia del sistema eléctrico. En particular, la Superintendencia de Electricidad (SIE) ha avanzado en el análisis técnico de la metodología de cálculo y remuneración de la potencia firme, lo que podría derivar en futuras modificaciones regulatorias con impacto potencial en los ingresos de las instalaciones de generación térmica.

La Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica (ADIE) continúa analizando posibles adaptaciones regulatorias asociadas a nuevas tecnologías, almacenamiento y digitalización, sin que hasta la fecha se hayan materializado cambios normativos concretos.

4.2.4 México

Las centrales de ciclo combinado de gas en México operan bajo acuerdos con la Comisión Federal de Electricidad (CFE), denominados “Contratos de compromiso de capacidad de generación de energía eléctrica y compraventa de energía eléctrica asociada”, suscritos entre 2001 y 2010 y con una duración de veinticinco años.

Adicionalmente, durante 2014, se puso en marcha el parque eólico Bii Hioxo, que genera energía eólica que vende a grandes clientes en régimen de autoabasto, a través de contratos bilaterales de medio y largo plazo.

Durante el primer semestre de 2026 no se han identificado nuevas disposiciones legales o reglamentarias que modifiquen el marco normativo aprobado en 2025 para el sector eléctrico mexicano.

No obstante, continúa el proceso de implementación de las reformas estructurales introducidas en marzo y octubre de 2025, destacando la consolidación de la Ley del Sector Eléctrico (LESE) y su desarrollo reglamentario, que refuerzan el papel de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) como agente principal del sistema y establecen nuevos criterios de participación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

En este contexto, el Grupo mantiene un proceso de diálogo con la CFE en relación con los contratos actualmente vigentes de sus centrales de ciclo combinado, con el objetivo de adaptar su marco contractual al nuevo entorno regulatorio y, en aquellos casos en los que se aproximan sus vencimientos, abordar de forma anticipada su renovación. Este proceso se está planteando de manera coordinada para el conjunto de los contratos, si bien los horizontes de vencimiento difieren entre ellos. A la fecha de formulación de los presentes Estados financieros intermedios resumidos consolidados, dicho proceso se encuentra en curso, esperándose su definición en los próximos meses.

En materia de almacenamiento de energía, si bien permanecen vigentes las disposiciones aprobadas en marzo de 2025, el desarrollo reglamentario posterior prevé la aprobación de nuevas normas específicas por parte de la Comisión Nacional de Energía (CNE) durante el proceso de implementación, lo que podría modificar las condiciones de integración de estas tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional.

Por otro lado, a 30 de junio de 2026, no se han publicado las bases definitivas del Sistema de Comercio de Emisiones (SCE) ni se ha iniciado el proceso formal de consulta pública, por lo que continúa vigente la fase de prueba del sistema. Durante el Programa de Prueba, la autoridad asigna derechos de emisión de forma gratuita, sin que exista una valoración económica de los mismos al no contar el país con un mercado activo para su negociación. Actualmente, las cuatro centrales de ciclo combinado de gas que Naturgy tiene en México están registradas en el SCE y han recibido de parte de la autoridad derechos de emisión gratuitos para cubrir las emisiones generadas desde el año 2020 bajo el esquema Grandfathering (cálculo para la asignación gratuita basado en las emisiones históricas).

En relación con la planificación sectorial, el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico 2025-2039 ha iniciado su fase de ejecución, estableciendo criterios de planificación energética a largo plazo que refuerzan el papel del Estado en el desarrollo del sistema.

Finalmente, el 6 de febrero del 2026, la CFE publicó una convocatoria de esquemas para el desarrollo mixto, orientada a impulsar proyectos de generación eléctrica, principalmente renovable, bajo modelos de colaboración público-privada, con el objetivo de reforzar la seguridad energética, la eficiencia operativa, la sostenibilidad ambiental y la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

4.2.5 Chile

Naturgy resultó adjudicataria en el proceso de licitación de energía para clientes regulados celebrado en agosto de 2016 para el suministro de energía eléctrica bajo un esquema de contratos a largo plazo (PPA - Power Purchase Agreement) a 20 años con las distribuidoras. A 30 de junio de 2026, el Grupo cuenta con dos proyectos de generación (eólico y solar), correspondientes a Cabo Leones y San Pedro, con una potencia instalada conjunta de 312 MW, clasificados como Activos no corriente mantenidos para la venta (véase Nota 9).

Adicionalmente, Naturgy tiene en explotación 12 proyectos PMGD's (Pequeños Medios de Generación Distribuida, de hasta 9MW de potencia máxima) que, de conformidad con la normativa vigente, acceden a un Precio Estabilizado de Nodo regulado por un plazo de hasta 14 años, siendo la potencia total acumulada de estos proyectos en operación comercial de 56 MW.

Durante el primer semestre de 2026 se han producido avances regulatorios relevantes en el sector eléctrico chileno, centrados principalmente en la adaptación del marco normativo a la creciente penetración de energías renovables variables y al desarrollo de soluciones de almacenamiento.

En relación con los PMGDs, se ha consolidado la aplicación de un esquema de precio estabilizado basado en bloques horarios, lo que introduce una mayor diferenciación en la valoración de la energía inyectada al sistema y reduce la previsibilidad de ingresos respecto del modelo histórico de precio único. Asimismo, continúa en tramitación el Decreto Supremo N.º 1 de 2026, que modifica el régimen aplicable a estos proyectos, incorporando de forma expresa los sistemas de almacenamiento y estableciendo nuevas condiciones para la aplicación del mecanismo de estabilización de precios.

En materia de almacenamiento energético, durante 2026 se observa un despliegue significativo de proyectos asociados a sistemas de baterías (BESS), impulsado tanto por el marco normativo existente como por las nuevas señales económicas derivadas de la estructura de precios. Este desarrollo está acompañado por avances regulatorios orientados a la integración operativa de estas tecnologías en el sistema eléctrico.

Por otro lado, a 30 de junio de 2026, el proceso de modificación del Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (DS125) continúa en tramitación ante la Contraloría General de la República, sin que se haya producido su publicación definitiva, manteniéndose por tanto la incertidumbre sobre el nuevo marco operativo aplicable a sistemas de almacenamiento y generación-consumo.

En cuanto al mecanismo de subsidio eléctrico, durante 2026 se mantiene vigente el régimen de ayudas a consumidores finales, si bien el proyecto legislativo previamente en tramitación ha sido retirado y se encuentra en proceso de redefinición por parte de la Administración.

Finalmente, durante el primer semestre de 2026, el Ministerio de Energía ha presentado la Ruta Energética 2026-2030, que establece las prioridades regulatorias y de inversión para el sector, reforzando el papel del almacenamiento, la electrificación y la estabilidad tarifaria como elementos clave en la transición energética del país.

4.2.6 Australia

En Australia, Naturgy tiene contratos de venta de energía tanto para los parques en funcionamiento, como para proyectos en construcción y desarrollo. Estos contratos de venta se firman para plazos que van desde los diez hasta los veinte años. En estos contratos, los parques venden su producción al mercado a (precio de mercado) y se produce una liquidación financiera por la diferencia entre este precio y el precio pactado.

Durante el primer semestre de 2026 no se han producido modificaciones estructurales en el diseño del mercado eléctrico australiano, que continúa operando bajo un modelo “energy-only” en el que la formación de precios se establece a través del mercado mayorista (“pool”), complementado con contratos bilaterales de compraventa de energía (PPAs) y esquemas de cobertura financiera.

No obstante, durante el periodo se ha avanzado en la implementación de la reforma del National Electricity Market (NEM), orientada al desarrollo de nuevos mecanismos orientados a facilitar la inversión en generación renovable y capacidad firme, así como a la estandarización de contratos a largo plazo, reforzando el papel de los instrumentos de cobertura y de los esquemas de apoyo público en el mercado.

En este contexto, el Capacity Investment Scheme (CIS) continúa desplegándose como el principal instrumento federal de apoyo a la inversión, mediante la adjudicación de contratos de cobertura a largo plazo para proyectos de generación renovable y almacenamiento, con nuevas convocatorias lanzadas durante 2026 dentro del objetivo de incrementar la capacidad instalada del sistema y facilitar la transición energética.

Adicionalmente, desde el 1 de enero de 2026 han entrado en vigor modificaciones regulatorias que reducen las obligaciones asociadas a los sistemas de almacenamiento de energía (BESS), mejorando las condiciones económicas para su desarrollo e integración en el sistema eléctrico.

Por otro lado, continúan los procesos de modificación de las National Electricity Rules (NER), orientados a reforzar la seguridad del sistema, actualizar los estándares de conexión e integrar nuevos tipos de demanda y recursos energéticos distribuidos, lo que podría implicar mayores requisitos técnicos y operativos para el desarrollo de nuevos proyectos.

4.2.7 Brasil

Naturgy está presente en Brasil a través de cuatro plantas de generación fotovoltaica con una potencia total de 154 MW con contratos a 20 años de venta de energía de reserva a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) que entraron en funcionamiento en los ejercicios 2017 y 2018.

Durante el primer semestre de 2026 se han producido avances relevantes en la implementación de la reforma del sector eléctrico brasileño aprobada mediante la Ley nº 15.269/2025, que establece un nuevo marco regulatorio orientado a la liberalización progresiva del mercado eléctrico, la reorganización de los cargos sectoriales y la modernización del modelo de contratación de energía.

En este contexto, se ha iniciado el desarrollo normativo necesario para la apertura gradual del mercado libre de electricidad, cuya primera fase prevé la entrada de consumidores industriales y comerciales a partir de agosto de 2026, avanzando progresivamente hacia la liberalización total en los ejercicios posteriores. Asimismo, se han implementado medidas destinadas a adaptar la estructura del sector, incluyendo la separación de actividades de comercialización y distribución, y la definición de mecanismos para la asignación de costes entre los distintos entornos de contratación (regulado y libre).

En línea con la reforma, se confirma la eliminación progresiva de determinados incentivos regulatorios, incluyendo los descuentos en los peajes de transmisión y distribución (TUST/TUSD) para nuevos contratos, manteniéndose dichos beneficios para acuerdos previamente formalizados, por lo que los contratos actualmente vigentes de Naturgy no se ven afectados.

Adicionalmente, durante 2026 se han producido avances significativos en la regulación del almacenamiento energético, con la aprobación por parte de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) de un marco regulatorio específico que reconoce esta actividad de forma independiente y establece las condiciones para su conexión, operación y remuneración dentro del sistema eléctrico.

Finalmente, el Ministerio de Minas y Energía ha actualizado los mecanismos de contratación de capacidad y energía de reserva, introduciendo ajustes en el diseño de las subastas y en los requisitos de participación de los proyectos, con el objetivo de reforzar la seguridad de suministro y facilitar la integración de nuevas tecnologías, en particular generación flexible y almacenamiento.

4.2.8. Estados Unidos

La presencia del Grupo Naturgy en Estados Unidos se concentra en la generación eléctrica renovable de origen solar fotovoltaica, con proyectos en operación, construcción y desarrollo, en los mercados de ERCOT (Texas) y PJM (Ohio).

Hasta la fecha, Naturgy ha consolidado su posición en el mercado estadounidense con la puesta en marcha de la planta fotovoltaica 7V Solar Ranch que entró en operación en 2024, siendo la mayor instalación de este tipo en el grupo a nivel mundial, y la planta Grimes que ha entrado en operación en 2025, ambas ubicadas en Texas. Se espera la puesta en marcha durante el segundo semestre de 2026 del proyecto Solar Mark Center (125MW) situada en Ohio.

La comercialización de la energía generada por estas plantas se articula mayormente mediante contratos de compraventa a largo plazo (10-15 años), liquidados por diferencias entre el precio del hub de referencia y el precio pactado en el contrato. Estos acuerdos, se tratan contablemente como derivados (NIIF 9, 2.4), designándose como cobertura de flujos de efectivo de las ventas que realicen los parques.

En el plano regulatorio, la nueva administración que tomó posesión en enero 2025 ha impulsado un giro en política energética con mayor protección de las fuentes de generación convencional y menor ambición climática, en un contexto de volatilidad global acrecentado por la reciente crisis bélica en Oriente Medio.

A continuación, se sintetizan las principales novedades legislativas del primer trimestre de 2026:

- **Políticas de importación:** medidas relativas a la imposición de aranceles con objeto de favorecer la industria manufacturera estadounidense.

Durante el año 2025, al amparo de Ley de Poderes Económicos de Emergencia Internacional de 1977 (IEEPA), la administración Trump emitió diversas ordenes ejecutivas imponiendo aranceles generales a los bienes procedentes de ciertos países (“tarifas recíprocas”). Estos nuevos aranceles derivaron en una intensa actividad de política exterior con negociaciones bilaterales con los distintos países, a la vez que internamente dieron lugar a la apertura de procesos judiciales ante las dudas sobre la legalidad de estas.

El 20 de febrero de 2026, la Corte Suprema anuló los aranceles generales impuestos mediante las órdenes citadas con anterioridad al amparo de Ley de Poderes Económicos de Emergencia Internacional de 1977 (IEEPA), al considerar que excedían la autoridad conferida por dicha norma.

En respuesta a la resolución, el mismo día el presidente emitió una nueva orden ejecutiva para dejar sin efecto los aranceles IEEPA declarados ilegales e instruir a las administraciones competentes a definir procedimientos de reembolso de los importes abonados.

El 24 de febrero de 2026, la administración Trump implementó un arancel global del 10% bajo la Sección 122 de la Ley de Comercio de 1974. A diferencia del esquema IEEPA, se aplica de manera uniforme a todos los países y no incorpora excepciones específicas por país, por limitación legal, su vigencia está prevista hasta el 24 de julio de 2026 (150 días).

Se espera actividad legislativa adicional para aclarar los procedimientos de recuperación de aranceles declarados ilegales y, potencialmente, para establecer nuevos aranceles bajo otros marcos legislativos.

- **Incentivos fiscales (OBBBA):** medidas enfocadas a la reducción de los incentivos a las fuentes de energía renovable.

El año 2025 la actividad se centró en el desarrollo del marco para implementar el cambio de enfoque de la nueva administración respecto a las energías renovables y sus incentivos fiscales, culminando con la ley “One Big Beautiful Bill Act” (OBBBA). Durante el primer trimestre de 2026 no se han observado novedades legislativas de calado; la actividad se focalizó en la implementación de la OBBBA, incluyendo:

- la Notificación 2026-11 del Departamento del Tesoro, con guías sobre criterios de depreciación de ciertos activos renovables elegibles, y
- la Notificación 2026-15, con clarificaciones sobre restricciones de participación de las entidades extranjeras prohibidas (Foreign Entity of Concern o FEOC) para acceder a los créditos fiscales.

- **Otras medidas (ámbito estatal y sectorial):** en respuesta a un menor compromiso de la nueva administración de Estados Unidos con el fomento de las energías renovables, algunos estados/organismos han intensificado medidas para acelerar y favorecer estos proyectos.

Las principales ordenes ejecutivas aprobadas por el Gobierno Federal en este sentido han sido:

- Orden ejecutiva WA EO 25-11, 16 de diciembre de 2025: el estado de Washington crea un equipo específico para la revisión acelerada de proyectos renovables, con el objeto de agilizar permisos y permitir a estos proyectos cumplir con las fechas de corte impuesta en la Ley OBBBA.
- FERC: esfuerzos focalizados en establecimiento de reformas y cumplimiento de ordenes anteriores (Ej, Order No. 2023) que directamente impactan las renovables agilizando los procesos de las colas de interconexión, por ejemplo, la orden de 18 de Diciembre de 2025 instruyendo al mayor mercado eléctrico del país (PJM) a facilitar la integración de grandes cargas como data center con los centros de generación, en línea con otras ordenes emitidas anteriormente aprobando los procesos de Estudio de Adición de Recursos Acelerados (ERAS) en MISO y SPP, con el objetivo de acelerar los estudios para proyectos de generación.

- Departamento de Interior (DOI): desde febrero de 2026 ha comenzado a liberar permisos de proyectos renovables ubicados en zonas favorables que permanecían estancados tras la OBBBA y el memorando del DOI, del pasado 15 de julio, que define 69 categorías de acciones específicas que requieren su supervisión previa.

Durante el primer semestre de 2026 la actividad regulatoria se ha centrado en la articulación y/o clarificación de las normativas emitidas durante la intensa actividad legislativa de 2025, siendo de destacar la menor exposición del Grupo a los cambios regulatorias dada la venta de la cartera mayoritaria en desarrollo en febrero de 2026.

Naturgy Energy Group, S.A. y sociedades dependientes
Informe financiero semestral a 30 de junio 2026

INFORME DE GESTIÓN INTERMEDIO CONSOLIDADO A 30 DE JUNIO DE 2026

Informe de gestión consolidado correspondiente al período de seis meses terminado el 30 de junio de 2026

1. Evolución y resultados de los negocios

1.1. Resumen ejecutivo

Resumen resultados del período

	1S26	1S25	Var (%)
EBITDA	2.975	2.848	4,5
Resultado consolidado del ejercicio atribuible a la Sociedad dominante	1.215	1.147	5,9
Inversiones (CAPEX)	844	897	(5,9)
Deuda financiera neta ⁽¹⁾	11.745	12.317	(4,6)
Flujo de Caja Libre después de minoritarios	1.259	1.280	(1,6)

⁽¹⁾ Información comparativa a 31 de diciembre de 2025.

Durante el primer semestre del 2026, el panorama energético mundial se ha visto afectado de forma sustancial por la escalada del conflicto en Oriente Medio, con precios de la energía más volátiles e inestables en comparación con el primer semestre de 2025. El conflicto ha tenido consecuencias de gran alcance en las cadenas de valor del petróleo y el gas, incluyendo interrupciones y riesgos crecientes que afectan a las instalaciones críticas de producción, infraestructuras de GNL y rutas de transporte de relevancia global, como el Estrecho de Ormuz. La situación geopolítica ha tensionado significativamente la oferta global, provocando alzas relevantes en los precios del petróleo y otros índices gasísticos a partir del inicio del conflicto entre Estados Unidos e Irán. La incertidumbre en torno a la duración del conflicto y sus implicaciones macroeconómicas sigue siendo elevada, incluyendo el potencial impacto en la inflación, los tipos de interés, el crecimiento económico y los tipos de cambio de las divisas.

En este periodo, el EBITDA del Grupo alcanzó 2.975 millones de euros, con un crecimiento del 4,5% con respecto al primer semestre de 2025. Este sólido resultado refleja la diversificación, la resiliencia operativa y la gestión disciplinada del riesgo, demostrando que Naturgy está bien posicionada para desenvolverse en un entorno energético volátil. El resultado consolidado del ejercicio atribuible a la Sociedad dominante del primer semestre de 2026 ha alcanzado los 1.215 millones de euros, lo que supone un incremento del 5,9% respecto al primer semestre de 2025.

En general, los negocios regulados registraron una mejora en el EBITDA durante el periodo. En Distribución de Electricidad España la evolución refleja la actualización de los ingresos regulatorios. En Latinoamérica, los negocios de Gas México, Gas Argentina y Electricidad Argentina evolucionaron favorablemente como consecuencia de las actualizaciones tarifarias, si bien en Argentina dicho efecto se vio afectado por la evolución del tipo de cambio. Por su parte, el negocio de Brasil Gas también mejoró su resultado, apoyado adicionalmente por la apreciación del real brasileño.

Asimismo, el 29 de junio de 2026, la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) remitió al Consejo de Estado su propuesta de circular final por la que se establece la metodología de retribución de la actividad de distribución de gas en España para el periodo regulatorio 2027–2032.

Respecto a las actividades liberalizadas, el negocio de Gestión de la Energía ha contribuido activamente en el resultado del Grupo, apoyado por una gestión proactiva del riesgo y beneficiándose de fuentes diversificadas de aprovisionamiento de gas. Actualmente Naturgy no tiene contratos de aprovisionamiento de gas con origen en Oriente Medio, lo que garantiza la completa continuidad y seguridad del suministro para sus clientes. El negocio de Generación Térmica ha obtenido buenos resultados, especialmente en España, impulsado por el incremento de los márgenes en los mercados de restricciones, destacando el papel esencial de los activos de generación flexible existentes en el parque de generación de Naturgy.

Durante el primer semestre de 2026, Naturgy invirtió 844 millones de euros, principalmente en Redes de Distribución y proyectos de Generación Renovable. La capacidad instalada renovable alcanzó los 8,4 GW, destacando la entrada en operación comercial de las plantas fotovoltaicas de Glenellen (260 MW) y Bundaberg (100 MW), ambas en Australia. Adicionalmente se encuentran en construcción otros 1,3 GW, de los que se espera que 0,6 GW entren en funcionamiento en el año. En el actual entorno de mercado, la disciplina de capital y la rentabilidad siguen siendo centrales en la estrategia del Grupo, y Naturgy sigue adoptando un enfoque selectivo y basado en el valor para el crecimiento en renovables.

La deuda financiera neta a 30 de junio de 2026 se situó en 11.745 millones de euros, frente a los 12.317 millones de euros de finales de 2025, como resultado de la sólida generación de caja obtenida en el periodo. La deuda financiera neta sobre EBITDA, de los últimos doce meses, se situó en 2,2x, reflejando la fortaleza del balance y proporciona al Grupo una flexibilidad financiera significativa y capacidad para acelerar el crecimiento de manera disciplinada.

El 31 de marzo de 2026, Naturgy distribuyó el dividendo complementario del ejercicio 2025 de 0,57€ por acción en efectivo, alcanzando un dividendo total por acción de 1,77€ en 2025. El Consejo de Administración ha aprobado distribuir un dividendo a cuenta del ejercicio 2026 de 0,60 euros por acción en circulación, pagadero a partir del 29 de julio de 2026. El reparto de dividendo se efectuará sobre aquellas acciones que no tengan la condición de autocartera directa en la fecha en que se determine el reparto.

Cambios en la estructura accionarial y composición del consejo

Durante el ejercicio 2026 se han producido cambios relevantes en la estructura accionarial derivados, entre otros, del objetivo de restablecimiento del capital flotante y el refuerzo a la presencia en los índices bursátiles.

Asimismo, la composición del Consejo de Administración se ha ajustado para reflejar estos cambios. Para mayor detalle ver Nota 10. Patrimonio de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2026.

A 30 de junio de 2026, las participaciones más relevantes en el capital social de Naturgy son:

- Critería Caixa, S.A.U.: 28,5%
- Global InfraCo O (2) S.à r.l., filial del IFM Global Infrastructure Fund: 15,5%
- Alba Europe, S.à r.l.: 5,0%
- Sonatrach: 4,1%

En el marco del nuevo escenario accionarial, el Consejo de Administración ha impulsado una evolución del modelo de gobierno corporativo orientada a reforzar la agilidad decisoria, la ejecución estratégica y la supervisión de las inversiones, alineando el marco de gobierno con las mejores prácticas internacionales.

En este contexto, se ha modificado el Reglamento del Consejo, sustituyendo el régimen de mayorías reforzadas vigente desde 2016 por un sistema de mayoría simple, y se ha reorganizado la estructura de comisiones en tres órganos (Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Gobernanza; Comisión de Auditoría y Sostenibilidad; y Comisión de Proyectos de Inversión), focalizando la supervisión en tres prioridades: solidez de los estándares de gobierno, integración de la sostenibilidad y seguimiento específico de las iniciativas de inversión y crecimiento.

En conjunto, estos cambios están llamados a mejorar la agilidad en la toma de decisiones, reforzar la supervisión de riesgos y oportunidades estratégicas y apoyar una asignación disciplinada del capital en la próxima fase de desarrollo del Grupo.

Demanda de energía y precios de las materias primas (commodities)

En los primeros meses de 2026, los precios medios de gas y electricidad en Europa experimentaron un descenso en comparación con el año anterior, debido a una meteorología más suave, mayor oferta de GNL y nuevos proyectos de gas en Estados Unidos y Canadá. No obstante, esta tendencia se revirtió tras el inicio del conflicto entre Estados Unidos e Irán, que interrumpió los flujos de mercancías a través del Estrecho de Ormuz, el nudo más crítico de petróleo y gas del mundo, con bruscos incrementos de los precios energéticos en marzo, debido al aumento del riesgo geopolítico y de las incertidumbres sobre el suministro.

En este contexto, los precios del gas en los principales hubs registraron variaciones respecto a los valores promedio del primer semestre de 2025, con descensos del 7% en el TTF y en el HH, mientras que el JKM aumentó un 3% debido a una demanda firme en Asia, competencia de cargamentos flexibles y prima de riesgo geopolítico (Ormuz y Mar Rojo). Además, los precios mayoristas de electricidad disminuyeron un 19% frente al valor medio del primer semestre de 2025. Por su parte, los precios medios del Brent mantuvieron una tendencia alcista, situándose un 29% por encima de los niveles promedios del primer semestre de 2025.

La demanda ha tenido una evolución dispar en los distintos mercados. La demanda en Gas Brasil creció un 24,1% mientras que en Gas México incrementó un 4,2%. Por el contrario, en Gas España y en Gas Argentina descendió un 3,3% y un 12,8% respectivamente. La demanda en las actividades de Distribución Electricidad creció en todos los negocios, en Electricidad España un 6,7%, en Electricidad Argentina un 1,5% y en Electricidad Panamá un 4,6%. Por último, en el caso de Gas Chile, las ventas de distribución de gas disminuyeron un 3,2%.

Naturgy inicia una nueva etapa

Tras la reciente evolución de su estructura accionarial, Naturgy ha incrementado el capital en libre circulación hasta aproximadamente el 46%, eliminando las incertidumbres asociadas a posibles excesos de oferta en el mercado y mejorando la liquidez de la acción. Esta transición ha reforzado la alineación de los accionistas en torno a una visión industrial de largo plazo, apoyada en un marco de gobierno corporativo más simplificado que elimina las mayorías reforzadas, agiliza la toma de decisiones y fortalece la representación de consejeros independientes en el Consejo de Administración.

En este contexto, y respaldado por una sólida posición financiera, el Grupo se encuentra en una posición favorable para impulsar nuevas oportunidades de crecimiento mediante una estrategia de asignación de capital más equilibrada, combinando una política de inversión disciplinada con una remuneración al accionista atractiva y sostenible. Esta capacidad se sustenta en una trayectoria consistente de disciplina financiera, excelencia operativa y capacidad de ejecución, reforzando la credibilidad de Naturgy para desarrollar oportunidades de crecimiento generadoras de valor para sus accionistas.

1.2. Factores clave de comparabilidad

Estructura de reporting

El modelo de negocio de Naturgy se desarrolla a través de un amplio número de empresas principalmente en España, Latinoamérica (Argentina, Chile, Brasil, México, Panamá, República Dominicana, Puerto Rico y Costa Rica), Estados Unidos, Australia y resto de Europa.

La estructura de segmentos operativos de Naturgy está alineada y es coherente con el modelo de reporting al Consejo de Administración de Naturgy, encargado de revisar regularmente los resultados de los segmentos dentro del proceso de toma de decisiones operativas de la entidad para decidir sobre los recursos que deben asignarse a cada uno de ellos y evaluar su rendimiento.

Los segmentos operativos se encuentran agrupados en dos grandes bloques, Redes de Distribución y Mercados de Energía, que se han mantenido sin cambios con respecto al ejercicio anterior:

- **Redes de Distribución:** agrupa los segmentos de negocios dedicados a la gestión de infraestructuras reguladas de distribución y transporte de gas y electricidad. La definición de cada segmento operativo de esta agrupación se ha realizado considerando principalmente el área geográfica (país), la naturaleza de la actividad, el entorno regulatorio, el tipo de cliente y la homogeneidad de los procesos operativos.
- **Gas España:** engloba el negocio regulado de distribución de gas en España.
- **Gas México:** engloba el negocio regulado de distribución y comercialización de gas en México.
- **Gas Brasil:** engloba el negocio regulado de distribución y comercialización de gas en Brasil.
- **Gas Argentina:** engloba el negocio regulado de distribución y comercialización de gas en Argentina.
- **Gas Chile:** engloba el negocio regulado de distribución y comercialización de gas en Chile.
- **Electricidad España:** engloba el negocio regulado de distribución de electricidad en España.
- **Electricidad Panamá:** engloba el negocio regulado de distribución y comercialización de electricidad en Panamá.
- **Electricidad Argentina:** engloba el negocio regulado de distribución y comercialización de electricidad en Argentina.

Dentro de este bloque, también se integra un holding que desarrolla actividades transversales vinculadas directamente con los negocios de esta agrupación.

- **Mercados de Energía:** integra los segmentos de negocios liberalizados con el siguiente detalle:
 - **Gestión de la Energía:** este segmento agrupa actividades caracterizadas por operar en mercados liberalizados:
 - la comercialización del gas natural licuado, así como la actividad de transporte marítimo;
 - la gestión del aprovisionamiento y resto de infraestructuras de gas y la comercialización a grandes consumos intensivos en energía; y
 - la gestión del gasoducto de Medgaz, consolidada por el método de participación.

La agrupación responde a la similitud en los riesgos y retornos asociados a la exposición a precios de mercado, la gestión activa de contratos y la orientación a grandes consumidores y operadores energéticos, así como a la integración de la cadena de valor del gas en un entorno competitivo.

- **Generación Térmica:** estos segmentos se definen principalmente en función del área geográfica (España y Latinoamérica), la tecnología utilizada (generación convencional mediante combustibles fósiles, nuclear y ciclos combinados) y el entorno regulatorio específico de cada país. Se consideran también los procesos operativos y la gestión centralizada de los activos en cada área geográfica, lo que permite reflejar adecuadamente los riesgos, retornos y particularidades de cada mercado.
 - **España:** incluye la gestión del parque de generación térmica convencional (aquella que utiliza combustibles para la generación de calor y que no tiene un régimen especial) en el ámbito de España (nuclear y ciclos combinados de gas).
 - **Latinoamérica:** incluye la gestión del parque de generación térmica convencional en México, República Dominicana y Puerto Rico, este último integrado por el método de participación a través de la sociedad EcoEléctrica LP.
- **Generación Renovable:** estos segmentos se delimitan atendiendo al área geográfica (España, Estados Unidos, Latinoamérica y Australia), la tecnología empleada (eólica, solar, minihidráulica, cogeneración e hidráulica), el marco regulatorio y el grado de desarrollo de los proyectos en cada región. Esta segmentación permite reflejar las diferencias en el entorno competitivo, los incentivos regulatorios y las oportunidades de crecimiento en cada mercado.
 - **España:** incluye la gestión del parque y los proyectos de generación de fuentes de energía eólica, minihidráulica, solar y cogeneración, incorporando adicionalmente la generación de electricidad hidráulica, situados en España, así como el portfolio de desarrollo en el resto de los países de Europa.

- **Estados Unidos:** incluye la gestión del parque y los proyectos de generación fotovoltaica que se desarrollan en Estados Unidos.
- **Latinoamérica** incluye la gestión del parque y los proyectos de generación de electricidad renovable situados en Latinoamérica (Brasil, Chile, Costa Rica, México y Panamá).
- **Australia:** incluye la gestión del parque y los proyectos de generación de electricidad renovable en Australia.
- **Gases Renovables:** recoge la gestión de los proyectos de gases renovables, principalmente biometano e hidrógeno verde. La definición del segmento responde a la naturaleza innovadora de las actividades, el marco regulatorio específico y el enfoque estratégico en el desarrollo de nuevas soluciones energéticas sostenibles.
- **Comercialización:** este segmento se define en función del objetivo de la actividad principal que consiste en la gestión del modelo comercial a clientes finales para gas, electricidad y servicios. Se consideran factores como el tipo de cliente (residencial, industrial y comercial), la diversificación de productos y servicios, la integración de nuevas tecnologías y el desarrollo de la marca en España.

También se incluye un holding que desarrolla actividades transversales vinculadas directamente con los negocios de esta agrupación.

- **Resto:** incluye básicamente los gastos de funcionamiento de la Corporación, así como otras actividades menores y residuales.

A lo largo de la cadena de valor, el modelo de negocio de Naturgy se diferencia por ser líder en el sector del gas y ser un referente en el sector eléctrico, en ambos casos garantizando la continuidad del suministro, aspecto esencial para prestar un servicio de calidad y para el cumplimiento de la función social del Grupo, proporcionando una amplia oferta de servicios de valor añadido e impulsando la innovación sostenible como motor de desarrollo.

Cambios en el perímetro de consolidación

No se han completado transacciones durante los seis primeros meses de 2026 que tengan un impacto significativo en la comparabilidad de los resultados del primer semestre de 2026 respecto de los del mismo periodo de 2025.

El detalle de los cambios en el perímetro de consolidación al cierre del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2026 se describen en la Nota 2.6. Cambios en el perímetro de consolidación de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2026.

Impacto de los tipos de cambio

La fluctuación de los tipos de cambio y su efecto se detallan a continuación:

Moneda	Tipo medio acumulado junio 2026	% variación vs junio 2025	EBITDA	Resultado consolidado del ejercicio atribuible a la Sociedad dominante
USD/€	1,17	6,8	(33)	(19)
MXN/€	20,38	(6,6)	10	3
BRL/€	6,01	(4,4)	8	2
ARS/€ ⁽¹⁾	1.694,32	19,7	(18)	(8)
CLP/€	1.041,97	(0,2)	1	—
AUD/€	1,66	(3,5)	1	(1)
Otras			(1)	—
Total			(32)	(23)

⁽¹⁾ Tipo de cambio a 30 de junio de 2026 por considerarse Argentina como economía hiperinflacionaria.

Durante el primer semestre de 2026, la evolución de los tipos de cambio tuvo un impacto negativo de 32 millones de euros en el EBITDA y de 23 millones de euros en el resultado consolidado atribuible a la Sociedad dominante. Este efecto refleja el comportamiento dispar de las principales divisas en las que opera el Grupo, destacando la depreciación del peso argentino y del dólar estadounidense, parcialmente compensada por la apreciación del real brasileño, el peso chileno y el peso mexicano.

1.3. Análisis de los resultados consolidados

	1S26	1S25	Var (%)
Importe neto cifra negocios	10.097	9.961	1,4
EBITDA	2.975	2.848	4,5
Amortización y pérdidas por deterioro de activos	(808)	(825)	(2,1)
Deterioro pérdidas crediticias	(60)	(74)	(18,9)
Otros resultados	3	14	(78,6)
Resultado de explotación	2.110	1.963	7,5
Resultado financiero	(308)	(245)	25,7
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	64	76	(15,8)
Impuesto sobre beneficios	(482)	(481)	0,2
Resultado procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	—	—	—
Resultado atribuible a Participaciones no dominantes	(169)	(166)	1,8
Resultado consolidado del ejercicio atribuible a la Sociedad dominante	1.215	1.147	5,9

Importe neto de la cifra de negocios

El importe neto de la cifra de negocios del primer semestre del ejercicio 2026 asciende a 10.097 millones de euros, un 1,4% superior al primer semestre de 2025. Los ingresos del primer semestre de 2026 recogen la actualización de los ingresos regulados del COMGES en Electricidad España (ver Nota 16. Importe neto de la cifra de negocio de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2026), así como las actualizaciones tarifarias en Latinoamérica, parcialmente compensados por el impacto negativo del tipo de cambio.

EBITDA

El EBITDA consolidado del primer semestre del ejercicio 2026 alcanza los 2.975 millones de euros, un 4,5% superior al primer semestre de 2025.

El Grupo obtuvo sólidos resultados, principalmente en los negocios regulados, con un crecimiento del 13,2% respecto al mismo periodo del año anterior. En Distribución Electricidad España, la evolución incluye la actualización de los ingresos regulatorios, incluyendo determinados ajustes retributivos no recurrentes correspondientes a ejercicios anteriores. Por su parte, los negocios de Redes Latinoamérica se vieron favorecidos por las actualizaciones tarifarias aplicadas durante el periodo. En cuanto a las divisas, han experimentado una evolución dispar, con depreciación del peso argentino y el dólar estadounidense y apreciación del real brasileño, el peso chileno y el peso mexicano.

Los negocios liberalizados se han mantenido en línea respecto al primer semestre de 2025, con una ligera disminución del 2,4%. La actividad de Comercialización ha experimentado un menor resultado debido a la presión en los márgenes eléctricos por el incremento de los costes de servicios de ajuste en todo el sistema, así como la reducción del margen en gas en las tarifas reguladas. La actividad de Generación Renovable Australia se ha visto afectada por una menor valoración de un PPA, la actividad de Generación Renovable en España se ha visto impactada por la menor producción hidráulica y menores precios de mercado, que compensan el impacto positivo por incremento de la capacidad. Por otra parte, la actividad de Generación Térmica España continuó ofreciendo resultados sólidos por mayores márgenes unitarios impulsados por la creciente relevancia de los mercados de restricciones y la suspensión temporal del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) durante el segundo trimestre de 2026. Gestión de la Energía continuó siendo uno de los principales contribuyentes al resultado, apoyándose en una gestión proactiva de las coberturas y el acuerdo de aprovisionamiento con Sonatrach, factores que impulsaron los márgenes y aportaron una mayor visibilidad comercial a la actividad.

El detalle del EBITDA comparativo por negocios es el siguiente:

	1S26	1S25	Var (%)
Redes de Distribución	1.514	1.337	13,2
Mercados de Energía	1.490	1.527	(2,4)
Resto	(29)	(16)	81,3
EBITDA	2.975	2.848	4,5

Resultado de explotación

Las dotaciones a amortizaciones y las pérdidas por deterioro de activos del primer semestre del ejercicio 2026 ascienden a 808 millones de euros, representando un 2,1% menos respecto al mismo periodo del 2025, principalmente por los deterioros registrados en el ejercicio anterior asociados a parques eólicos y proyectos solares en los negocios de Generación Renovable España y Generación Renovable Estados Unidos. Para mayor detalle, ver Nota 4. Pérdidas por deterioro de valor de los activos no financieros en los Estados Financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio 2026.

El deterioro de pérdidas crediticias se sitúa en 60 millones de euros, un 18,9% inferior a la primera mitad de 2025.

El epígrafe “Otros resultados” asciende a 3 millones de euros y recoge una serie de impactos positivos menores. En el primer semestre de 2025 este epígrafe alcanzó los 14 millones de euros, principalmente como consecuencia de la reversión de una provisión derivada del acuerdo alcanzado entre Metrogas, S.A., filial del Grupo Naturgy en Chile y Transportadora de Gas del Norte, S.A. (TGN) para poner fin a todas las disputas judiciales iniciadas en 2011 que se encontraban en curso ante tribunales de la República Argentina. Para mayor detalle ver la Nota 28. Litigios y arbitrajes de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio 2026.

Resultado financiero

	1S26	1S25	Var (%)
Coste deuda financiera neta	(276)	(257)	7,4
Otros gastos/ingresos financieros	(32)	12	(366,7)
Resultado financiero	(308)	(245)	25,7

El resultado financiero asciende a 308 millones de euros, con un incremento del resultado negativo del 25,7% respecto al primer semestre de 2025. El coste de la deuda financiera neta aumentó afectado por menores ingresos financieros debido a la disminución del saldo medio de tesorería. El coste medio de la deuda financiera bruta se mantiene estable respecto al primer semestre 2025 (4,0% y 3,9% respectivamente), en ambos casos excluyendo el coste de los pasivos financieros por arrendamiento y otros costes de refinanciación. Adicionalmente, “Otros gastos/ingresos financieros” se ven afectados por la menor capitalización de intereses debido a la disminución de los proyectos en desarrollo, así como por la reversión de provisiones en el ejercicio 2025.

A 30 de junio de 2026, el 62% de la deuda financiera bruta es a tipo fijo y el 67% está denominada en euros.

Resultado de entidades valoradas por el método de la participación

El resultado de las entidades valoradas por el método de la participación asciende a 64 millones de euros positivos, frente a los 76 millones de euros a 30 de junio de 2025, correspondiendo a EcoEléctrica (37 millones de euros), sociedades de Gas Chile (17 millones de euros), Medina/Medgaz (11 millones de euros), Qalhat (2 millones de euros), sociedades de Generación Renovable y cogeneración (-5 millones de euros) y otras filiales (2 millones de euros).

La disminución frente al primer semestre de 2025 se produce principalmente como consecuencia de la menor aportación de las participaciones asociadas en las actividades de Generación Renovable y cogeneración.

Impuesto sobre beneficios

La tasa efectiva del impuesto sobre sociedades para los primeros seis meses de 2026 se sitúa en el 25,8% frente al 26,8% del mismo periodo del año anterior.

Resultado consolidado del ejercicio atribuible a la Sociedad dominante

El resultado consolidado atribuido a la Sociedad dominante del primer semestre del ejercicio 2026 asciende a 1.215 millones de euros, lo que supone un aumento del 5,9% en comparación al primer semestre de 2025.

Resultado atribuible a Participaciones no dominantes

El resultado atribuible a Participaciones no dominantes asciende a 169 millones de euros en el primer semestre del ejercicio 2026, un 1,8% más respecto a 30 de junio de 2025, tal y como se detalla a continuación:

	1S26	1S25	Var (%)
Gas España	(26)	(30)	(13,3)
Gas Chile	(45)	(47)	(4,3)
Otras participaciones ⁽¹⁾	(92)	(81)	13,6
Otros instrumentos de patrimonio	(6)	(8)	(25,0)
Total	(169)	(166)	1,8

⁽¹⁾ Incluye Generación Renovable Latinoamérica, Australia, Generación Térmica Latinoamérica, Gas en Brasil, Gas México, Gas Argentina y Electricidad en Panamá

La mayor utilidad atribuida a participaciones no dominantes en el primer semestre de 2026, en comparación con el mismo periodo del año anterior, se debe principalmente al mayor resultado de los negocios de Redes de Distribución en Latinoamérica que compensan el menor resultado obtenido por las actividades del negocio de Mercados de Energía.

Por otro lado, la reducción en "Otros instrumentos de patrimonio", que incluyen los intereses devengados de las obligaciones perpetuas subordinadas (híbridos), se explica por la amortización de 169 millones de euros amortizados en mayo de 2025 como parte de una operación de gestión de pasivos.

A 30 de junio de 2026, el saldo nominal de los híbridos en circulación asciende a 331 millones de euros.

1.4. Análisis de resultados por segmentos

1.4.1. Redes de Distribución

A continuación, se detalla el EBITDA del negocio del período de seis meses finalizado a 30 de junio de 2026 y de 2025:

	1S26	1S25	Var (%)
Redes de Distribución	1.514	1.337	13,2
Gas España	359	376	(4,5)
Gas México	148	119	24,4
Gas Brasil	149	118	26,3
Gas Argentina	71	77	(7,8)
Gas Chile	156	140	11,4
Electricidad España	496	388	27,8
Electricidad Panamá	112	103	8,7
Electricidad Argentina	29	23	26,1
Holding y eliminaciones	(6)	(7)	(14,3)

El EBITDA de Redes de Distribución incrementó un 13,2% hasta los 1.514 millones de euros durante los primeros seis meses de 2026.

La actividad de Gas España se vio afectada por la menor demanda y ajustes regulatorios previstos dentro del régimen regulatorio vigente, si bien estos efectos fueron parcialmente compensados por eficiencias operativas. El 29 de junio de 2026, la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) remitió al Consejo de Estado su propuesta de circular final por la que se establece la metodología de retribución de la actividad de distribución de gas en España para el periodo regulatorio 2027–2032. En el caso de la actividad de Electricidad España, la evolución del resultado estuvo impulsada por el crecimiento de la base de activos regulatoria remunerada y por la actualización de los ingresos regulatorios, incluyendo los asociados al COMGES.

En Latinoamérica, la evolución se mantuvo sólida en términos generales. En Gas México, las actualizaciones tarifarias aplicadas en periodos anteriores impulsaron el crecimiento de los ingresos, mientras que en Gas Brasil el aumento de la demanda en el segmento de generación eléctrica y la recuperación de desvíos contribuyeron a la expansión de márgenes. En Electricidad Panamá, la distribución eléctrica se benefició del sólido crecimiento de la demanda y de mejoras operativas, mientras que en Gas Argentina y en Electricidad Argentina estuvieron respaldadas por las actualizaciones tarifarias. Por otra parte, la actividad de Gas Chile se ha visto beneficiada por mejores márgenes unitarios.

Por último, la evolución de los tipos de cambio fue dispar en función de la moneda, depreciándose el peso argentino (18 millones de euros) y el dólar estadounidense (11 millones de euros), mientras que el peso mexicano, el peso chileno y el real brasileño se apreciaron (9 millones de euros, 1 millón de euros y 7 millones de euros, respectivamente).

Gas España

Resultados

	1S26	1S25	Var (%)
INCEN	475	496	(4,2)
Aprovisionamientos	(50)	(47)	6,4
Margen bruto	425	449	(5,3)
Otros ingresos de explotación	20	16	25,0
Gastos de personal	(23)	(27)	(14,8)
Tributos	(10)	(10)	—
Otros gastos de explotación	(53)	(52)	1,9
EBITDA	359	376	(4,5)
Amortización, provisiones y otros resultados	(126)	(128)	(1,6)
EBIT	233	248	(6,0)

En los seis primeros meses de 2026 el EBITDA alcanzó los 359 millones de euros, un 4,5% menos que en los primeros seis meses de 2025, debido a la menor demanda tanto en los segmentos residencial como industrial. Adicionalmente, se han reconocido ajustes regulatorios previstos dentro del régimen regulatorio vigente. Estos impactos fueron parcialmente compensados por iniciativas de optimización de costes.

El 29 de junio de 2026, la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) remitió al Consejo de Estado su propuesta de circular final por la que se establece la metodología de retribución de la actividad de distribución de gas en España para el periodo regulatorio 2027–2032.

De cara al futuro, la propuesta de marco regulatorio para el periodo 2027–2032 refuerza el papel estratégico de las redes de gas, aportando mayor estabilidad y visibilidad. El marco preserva el modelo paramétrico de remuneración, apoya el crecimiento a través de parámetros de mercado en evolución e introduce incentivos adicionales vinculados a digitalización, inyección de biometano y reducción de emisiones.

Principales magnitudes

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

	1S26	1S25	Var (%)
Ventas - ATR (GWh)	81.408	84.154	(3,3)
Ventas GLP (tn)	40.346	41.489	(2,8)
Redes de distribución (km)	57.249	57.135	0,2
Incremento de puntos de suministro, en miles	(18)	(12)	50,0
Puntos de suministro (miles) a 30/06	5.295	5.319	(0,5)

Las ventas de gas, excluyendo las ventas de GLP, disminuyeron ligeramente un 3,3% frente al mismo periodo del año anterior y los puntos de suministro se mantuvieron relativamente estables con un pequeño descenso del 0,5% respecto al primer semestre de 2025.

Gas México

Resultados

	1S26	1S25	Var (%)
INCN	422	427	(1,2)
Aprovisionamientos	(245)	(279)	(12,2)
Margen bruto	177	148	19,6
Otros ingresos de explotación	8	7	14,3
Gastos de personal	(12)	(13)	(7,7)
Tributos	(1)	(1)	—
Otros gastos de explotación	(24)	(22)	9,1
EBITDA	148	119	24,4
Amortización, provisiones y otros resultados	(31)	(33)	(6,1)
EBIT	117	86	36,0

En los primeros seis meses de 2026, el EBITDA alcanzó los 148 millones de euros, incrementando un 24,4% comparado con el primer semestre de 2025. Este incremento se debe principalmente a un aumento de la actividad y a actualizaciones tarifarias y, en menor medida, a la apreciación experimentada por el peso mexicano (9 millones de euros).

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	1S26	1S25	Var (%)
Ventas de la actividad de gas (GWh)	26.673	25.598	4,2
Ventas de gas	12.355	12.023	2,8
ATR	14.318	13.575	5,5
Red de distribución (km)	23.480	23.374	0,5
Incremento de puntos de suministro, en miles	10	6	66,7
Puntos de suministro (miles) a 30/06	1.600	1.587	0,8

Las ventas de la actividad de gas crecieron un 4,2%, mientras que los puntos de suministro experimentaron un ligero incremento del 0,8% comparado con el primer semestre de 2025.

Gas Brasil

Resultados

	1S26	1S25	Var (%)
INCN	463	533	(13,1)
Aprovisionamientos	(275)	(369)	(25,5)
Margen bruto	188	164	14,6
Otros ingresos de explotación	20	16	25,0
Gastos de personal	(11)	(12)	(8,3)
Tributos	(3)	(2)	50,0
Otros gastos de explotación	(45)	(48)	(6,3)
EBITDA	149	118	26,3
Amortización, provisiones y otros resultados	(36)	(35)	2,9
EBIT	113	83	36,1

A 30 de junio de 2026 el EBITDA alcanza los 149 millones de euros, un 26,3% superior al primer semestre de 2025, impulsado por la recuperación de desvíos y al incremento de demanda de generación eléctrica por menor disponibilidad del recurso hidráulico. A estos factores se sumó un sólido control de costes y la apreciación del real brasileño (7 millones de euros).

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	1S26	1S25	Var (%)
Ventas de la actividad de gas (GWh)	22.448	18.082	24,1
Ventas de gas	11.938	12.271	(2,7)
ATR	10.510	5.811	80,9
Red de distribución (km)	8.507	8.445	0,7
Incremento de puntos de suministro, en miles	8	2	300,0
Puntos de suministro (miles) a 30/06	1.203	1.192	0,9

Las ventas de la actividad de gas se incrementaron en un 24,1% respecto a los primeros seis meses de 2025, principalmente en ventas ATR. Los puntos de suministro permanecieron estables, creciendo un 0,9% en el período.

Gas Argentina

Resultados

	1S26	1S25	Var (%)
INCN	352	298	18,1
Aprovisionamientos	(206)	(153)	34,6
Margen bruto	146	145	0,7
Otros ingresos de explotación	13	13	—
Gastos de personal	(23)	(21)	9,5
Tributos	(23)	(20)	15,0
Otros gastos de explotación	(42)	(40)	5,0
EBITDA	71	77	(7,8)
Amortización, provisiones y otros resultados	(11)	(10)	10,0
EBIT	60	67	(10,4)

En los primeros seis meses de 2026, el EBITDA ascendió a 71 millones de euros, 7,8% inferior al primer semestre de 2025, fundamentalmente por el impacto adverso del tipo de cambio (13 millones de euros) y a la inflación de costes, a pesar de la actualización progresiva de tarifas dentro del marco de revisión quinquenal.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	1S26	1S25	Var (%)
Ventas de la actividad de gas (GWh)	42.368	48.593	(12,8)
Ventas de gas	16.578	18.709	(11,4)
ATR	25.790	29.884	(13,7)
Red de distribución (km)	40.760	40.515	0,6
Incremento de puntos de suministro, en miles	0	1	(100,0)
Puntos de suministro (miles) a 30/06	2.267	2.262	0,2

Las ventas de la actividad de gas disminuyeron un 12,8%. Los puntos de suministro se mantuvieron estables respecto a los primeros seis meses de 2025.

Gas Chile

Incluye las actividades de distribución y comercialización de gas.

Resultados

	1S26	1S25	Var (%)
INCN	387	383	1,0
Aprovisionamientos	(194)	(206)	(5,8)
Margen bruto	193	177	9,0
Otros ingresos de explotación	—	1	(100,0)
Gastos de personal	(15)	(14)	7,1
Tributos	(2)	(2)	—
Otros gastos de explotación	(20)	(22)	(9,1)
EBITDA	156	140	11,4
Amortización, provisiones y otros resultados	(26)	(10)	160,0
EBIT	130	130	—

En los primeros seis meses de 2026, el EBITDA asciende a 156 millones de euros, lo que representa una variación del 11,4% respecto al primer semestre de 2025. Los resultados se vieron apoyados por la aprobación de un nuevo valor de la base de activos (NRV) para el periodo 2026-2029, que mejora la visibilidad a medio plazo. Adicionalmente, se produce una mejora en los márgenes del Segmento de negocio de Comercialización por mayores ventas de excedentes de gas. Estos factores fueron parcialmente compensados por un impacto adverso del tipo de cambio de 3 millones de euros.

Principales magnitudes

	1S26	1S25	Var (%)
Ventas de la actividad de gas (GWh)	19.843	18.848	5,3
Ventas distribución de gas (GWh)	4.625	4.776	(3,2)
Ventas comercialización a terceros (GWh)	1.012	1.154	(12,3)
ATR (GWh) ⁽¹⁾	14.206	12.918	10,0
Red de distribución (km)	8.481	8.405	0,9
Incremento de puntos de suministro, en miles	5	4	25,0
Puntos de suministro (miles) a 30/06	715	706	1,3

(1) Corresponde al ATR de gasoductos del negocio de Comercialización Gas Chile.

Las ventas de ATR han experimentado un crecimiento del 10,0% mientras que las ventas de comercialización de gas a terceros y el gas distribuido disminuyeron un 12,3% y un 3,2%, respectivamente.

Los puntos de suministro registraron un ligero incremento del 1,3%.

Electricidad España

Resultados

	1S26	1S25	Var (%)
INCN	554	469	18,1
Aprovisionamientos	—	—	—
Margen bruto	554	469	18,1
Otros ingresos de explotación	15	14	7,1
Gastos de personal	(22)	(24)	(8,3)
Tributos	(13)	(13)	—
Otros gastos de explotación	(38)	(58)	(34,5)
EBITDA	496	388	27,8
Amortización, provisiones y otros resultados	(141)	(137)	2,9
EBIT	355	251	41,4

En los primeros seis meses de 2026 el EBITDA ascendió a 496 millones de euros, un aumento del 27,8% respecto a los primeros seis meses de 2025.

El INCN incluye la actualización de los ingresos del COMGES, como consecuencia de las resoluciones del Tribunal Supremo de los recursos interpuestos por varias compañías en relación con las retribuciones de 2017, 2018 y 2019. Dichas resoluciones han permitido confirmar el valor del parámetro X aplicable al primer semiperiodo regulatorio, previamente considerado con carácter provisional en resolución de la CNMC por la que se aprueba la retribución para el año 2020. Adicionalmente, recoge el aumento de la base regulatoria retributiva por las inversiones realizadas.

Por otra parte, durante el periodo se registró una disminución de los Otros gastos de explotación, que incluyen la reversión de provisiones relacionadas con procesos de expedientes regulatorios (ver Nota 28. Litigios y arbitrajes de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2026).

El nuevo marco regulatorio para el periodo 2026–2031 fue aprobado el 22 de diciembre de 2025, introduciendo un incremento de 100 puntos básicos en la tasa de retribución financiera, elevándola hasta el 6,58%.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de Distribución de Electricidad en España han sido las siguientes:

	1S26	1S25	Var (%)
Ventas - ATR (GWh)	14.177	13.287	6,7
Redes de distribución (km)	116.731	116.285	0,4
Puntos de suministro (miles)	3.888	3.871	0,4
TIEPI (minutos)	25,2	19,1	31,9

Las ventas de electricidad aumentaron un 6,7% mientras que los puntos de suministro permanecieron estables durante el período.

Electricidad Panamá

Resultados

	1S26	1S25	Var (%)
INCN	509	500	1,8
Aprovisionamientos	(366)	(365)	0,3
Margen bruto	143	135	5,9
Otros ingresos de explotación	4	4	—
Gastos de personal	(4)	(5)	(20,0)
Tributos	(4)	(4)	—
Otros gastos de explotación	(27)	(27)	—
EBITDA	112	103	8,7
Amortización, provisiones y otros resultados	(37)	(34)	8,8
EBIT	75	69	8,7

El EBITDA del primer semestre de 2026 ascendió a 112 millones de euros, un 8,7% superior a los primeros seis meses de 2025, debido al incremento en la demanda por temperatura y la ampliación de los puntos de suministro, factores que fueron parcialmente compensados por el impacto negativo del tipo de cambio (7 millones de euros).

Cabe destacar la mejora sostenida en la calidad de las redes, mitigando los factores que en el pasado motivaron determinadas sanciones por parte del regulador.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	1S26	1S25	Var (%)
Ventas de la actividad de electricidad (GWh)	3.082	2.946	4,6
Ventas de electricidad	2.588	2.453	5,5
ATR	494	493	0,2
Red de distribución (km)	31.616	31.094	1,7
Puntos de suministro (miles) a 30/06	810	795	1,9

Las ventas de la actividad de electricidad crecieron un 4,6% respecto al mismo periodo de 2025 y los puntos de suministros incrementaron un 1,9%.

Electricidad Argentina

Resultados

	1S26	1S25	Var (%)
INCN	104	97	7,2
Aprovisionamientos	(59)	(53)	11,3
Margen bruto	45	44	2,3
Otros ingresos de explotación	18	12	50,0
Gastos de personal	(7)	(9)	(22,2)
Tributos	(4)	(3)	33,3
Otros gastos de explotación	(23)	(21)	9,5
EBITDA	29	23	26,1
Amortización, provisiones y otros resultados	(1)	(1)	—
EBIT	28	22	27,3

En los primeros seis meses de 2026 el EBITDA ascendió a 29 millones de euros, un 26,1% superior a los primeros seis meses de 2025, debido principalmente a la implementación del nuevo marco tarifario, aprobado en febrero de 2026, para el periodo 2026–2030 que incorpora la recuperación de la inflación y apoya el crecimiento de ingresos. Este efecto positivo fue parcialmente compensado por la depreciación del tipo de cambio que ascendió a 5 millones de euros.

Naturgy obtuvo la renovación de la concesión en Energía San Juan, manteniendo la titularidad accionarial.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	1S26	1S25	Var (%)
Ventas de la actividad de electricidad (GWh)	1.090	1.074	1,5
Red de distribución (km)	10.544	10.417	1,2
Puntos de suministro (miles) a 30/06	270	267	1,1

Las ventas de electricidad y los puntos de suministro se incrementaron ligeramente 1,5% y un 1,1%, respectivamente, en comparación con el mismo periodo de 2025.

1.4.2. Mercados de Energía

A continuación, se detalla el EBITDA del negocio del período de seis meses finalizado a 30 de junio de 2026 y de 2025:

	1S26	1S25	Var (%)
Mercados de Energía	1.490	1.527	(2,4)
Gestión de la Energía	513	524	(2,1)
Generación Térmica	360	313	15,0
España	222	166	33,7
Latinoamérica	138	147	(6,1)
Generación Renovable	313	322	(2,8)
España	250	248	0,8
Estados Unidos	7	3	133,3
Latinoamérica	43	39	10,3
Australia	13	32	(59,4)
Gases Renovables	(4)	(4)	—
Comercialización	319	386	(17,4)
Holding y eliminaciones	(11)	(14)	(21,4)

Las actividades de Mercados de Energía registraron un EBITDA de 1.490 millones de euros, lo que supone una disminución del 2,4% en comparación con el primer semestre de 2025. Esta reducción refleja el menor margen de Comercialización por mayores costes de servicios de ajuste y un menor margen de la TUR de gas y el impacto negativo de la valoración de un PPA en Generación Renovable Australia.

Durante los seis primeros meses de 2026 la actividad de Gestión de la Energía continuó siendo uno de los principales contribuyentes al resultado, apoyándose en una gestión proactiva del riesgo mediante coberturas y al acuerdo de aprovisionamiento con Sonatrach, vigente hasta 2027, que proporciona condiciones competitivas. Estos factores impulsaron los márgenes y aportaron una mayor visibilidad comercial a la actividad. Cabe destacar, asimismo, que Naturgy no mantiene contratos de aprovisionamiento que tengan origen en Oriente Medio, garantizando la plena continuidad del suministro.

Por su parte, Generación Térmica España mantuvo una evolución sólida de sus resultados, apoyada en la expansión de los márgenes unitarios de los ciclos combinados en los mercados de ajuste, que permitió compensar el menor volumen de producción del periodo. Estos activos continúan desempeñando un papel clave en la garantía de suministro y en la estabilidad del sistema eléctrico peninsular, reforzando la flexibilidad operativa y el valor estratégico del parque de generación del Grupo. Adicionalmente, la evolución del resultado se vio favorecida por la suspensión temporal del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) durante el segundo trimestre de 2026. En sentido contrario, Generación Térmica Latinoamérica registró una contracción de sus resultados, condicionada principalmente por el impacto negativo del tipo de cambio (9 millones de euros).

La evolución del resultado de la actividad de Generación Renovable en España refleja principalmente el impacto de la menor producción hidráulica y el descenso de los precios de mercado, factores que han compensado la contribución positiva derivada del incremento de la capacidad instalada en el periodo. En Renovables Australia, los resultados se han visto condicionados por la menor valoración de los contratos de venta de electricidad (PPAs). Por el contrario, las actividades de Renovable Latinoamérica y Renovable Estados Unidos han registrado una evolución positiva en el periodo, apoyadas en la aportación de la nueva capacidad en operación y en el comportamiento favorable de los mercados en los que operan.

La contribución del segmento de negocio de Gases Renovables, que incluye fundamentalmente la gestión de proyectos de biometano, sigue mostrando indicadores operativos propios de una etapa inicial de desarrollo.

1.4.2.1. Gestión de la Energía

Resultados

	1S26	1S25	Var (%)
INCEN	3.726	3.122	19,3
Aprovisionamientos	(3.187)	(2.577)	23,7
Margen bruto	539	545	(1,1)
Otros ingresos de explotación	11	12	(8,3)
Gastos de personal	(15)	(17)	(11,8)
Tributos	(2)	—	—
Otros gastos de explotación	(20)	(16)	25,0
EBITDA	513	524	(2,1)
Amortización, provisiones y otros resultados	(49)	(45)	8,9
EBIT	464	479	(3,1)

El EBITDA del primer semestre de 2026 se situó en 513 millones de euros, lo que representa un descenso del 2,1% respecto al primer semestre de 2025. La evolución del resultado refleja una gestión activa del riesgo a través de las coberturas y el acuerdo de precios de aprovisionamiento suscrito con Sonatrach, factores parcialmente compensados por la finalización del contrato de suministro con Omán. Adicionalmente, la actividad se ha visto afectada por un impacto negativo por tipo de cambio de 13 millones de euros.

En un contexto de elevada volatilidad de los mercados energéticos derivada de las tensiones geopolíticas, la cartera de aprovisionamiento de gas del Grupo ha mostrado un comportamiento resiliente, sin afectaciones en el suministro. En particular, el acuerdo con Sonatrach, con vigencia hasta 2027, asegura un aprovisionamiento en condiciones competitivas y aporta visibilidad comercial a medio plazo. Asimismo, Naturgy no mantiene contratos de aprovisionamiento de origen en Oriente Medio, lo que garantiza la plena continuidad y seguridad del suministro a sus clientes.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	1S26	1S25	Var (%)
Ventas de gas (GWh)	78.635	78.643	—
CCC	13.120	14.257	(8,0)
Aprovisionamiento a terceros	19.177	12.294	56,0
GNL Ventas de gas (GWh)	46.338	52.092	(11,0)
Ventas de electricidad (GWh)	1.475	1.531	(3,7)
Capacidad flota transporte marítimo (m3)	1.290.298	1.290.298	—

A 30 de junio de 2026, las ventas de gas alcanzaron los 78.635 GWh, en línea con el mismo periodo del año anterior.

1.4.2.2. Generación Térmica

España

Resultados

	1S26	1S25	Var (%)
INCN	1.350	1.185	13,9
Aprovisionamientos	(967)	(805)	20,1
Margen bruto	383	380	0,8
Otros ingresos de explotación	2	1	100,0
Gastos de personal	(34)	(33)	3,0
Tributos	(73)	(129)	(43,4)
Otros gastos de explotación	(56)	(53)	5,7
EBITDA	222	166	33,7
Amortización, provisiones y otros resultados	(63)	(73)	(13,7)
EBIT	159	93	71,0

En los primeros seis meses de 2026, el EBITDA ascendió a 222 millones de euros, un 33,7% más que en los primeros seis meses de 2025. La actividad de los ciclos combinados se benefició de mayores márgenes dentro de los mercados de restricciones, donde su flexibilidad y su capacidad de respuesta son esenciales para la estabilidad del sistema. Los tributos se han visto afectados por la suspensión temporal del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE).

Los precios del pool disminuyeron un 19% respecto al primer semestre de 2025, con una media de 49,8 euros/MWh en el periodo.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	1S26	1S25	Var (%)
Capacidad de generación eléctrica (MW)	8.031	8.031	—
Nuclear	604	604	—
Ciclos combinados	7.427	7.427	—
Energía eléctrica producida (GWh)	7.221	7.698	(6,2)
Nuclear	1.626	1.674	(2,9)
Ciclos combinados	5.595	6.024	(7,1)

La producción total descendió un 6,2%, debido a la reducción de la producción de los ciclos combinados un 7,1%, y a la producción nuclear en un 2,9%.

Latinoamérica

Resultados

	1S26	1S25	Var (%)
INCN	368	409	(10,0)
Aprovisionamientos	(193)	(233)	(17,2)
Margen bruto	175	176	(0,6)
Otros ingresos de explotación	1	1	—
Gastos de personal	(14)	(12)	16,7
Tributos	(1)	(1)	—
Otros gastos de explotación	(23)	(17)	35,3
EBITDA	138	147	(6,1)
Amortización, provisiones y otros resultados	(37)	(31)	19,4
EBIT	101	116	(12,9)

En los primeros seis meses de 2026 el EBITDA alcanzó los 138 millones de euros, un 6,1% menos que en los primeros seis meses de 2025. Esta reducción es debida principalmente al impacto negativo del tipo de cambio en el EBITDA (9 millones de euros), a pesar del mayor rendimiento de las centrales de ciclos en México y la mayor producción en la República Dominicana.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	1S26	1S25	Var (%)
Capacidad de generación eléctrica (MW)	2.644	2.644	—
México (CCC)	2.446	2.446	—
República Dominicana (Fuel)	198	198	—
Energía eléctrica producida (GWh)	6.851	6.982	(1,9)
México (CCC)	6.507	6.725	(3,2)
República Dominicana (Fuel)	344	257	33,9

En el periodo de los seis primeros meses de 2026, la producción global disminuyó un 1,9%, respecto al mismo periodo del año anterior, con una reducción de la producción de los ciclos combinados mexicanos del 3,2%, frente al incremento de la producción de República Dominicana del 33,9%.

1.4.2.3. Generación Renovable

A continuación, se detalla el EBITDA para los periodos terminados el 30 de junio de 2026 y 2025:

	1S26	1S25	Var (%)
Generación Renovable	313	322	(2,8)
España	250	248	0,8
Estados Unidos	7	3	133,3
Latinoamérica	43	39	10,3
Australia	13	32	(59,4)

La Generación Renovable por su parte alcanza un EBITDA de 313 millones de euros durante el periodo, una disminución del 2,8% respecto al primer semestre de 2025.

Renovables España

Resultados

	1S26	1S25	Var (%)
INCEN	403	419	(3,8)
Aprovisionamientos	(29)	(27)	7,4
Margen bruto	374	392	(4,6)
Otros ingresos de explotación	9	12	(25,0)
Gastos de personal	(25)	(23)	8,7
Tributos	(55)	(74)	(25,7)
Otros gastos de explotación	(53)	(59)	(10,2)
EBITDA	250	248	0,8
Amortización, provisiones y otros resultados	(118)	(144)	(18,1)
EBIT	132	104	26,9

En los primeros seis meses de 2026 el EBITDA ascendió a 250 millones de euros, un 0,8% superior a los seis primeros meses de 2025. El efecto positivo de la mayor capacidad instalada fue contrarrestado por la menor producción hidráulica y por unos precios mayorista de electricidad inferiores. Durante este periodo, la suspensión temporal del Impuesto a la Producción Eléctrica ha supuesto una reducción en los tributos.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	1S26	1S25	Var (%)
Capacidad de generación eléctrica (MW)	5.731	5.381	6,5
Hidráulica ⁽¹⁾	2.062	2.062	—
Eólica	2.499	2.505	(0,2)
Solar	1.125	763	47,4
Cogeneración y otras	45	51	(11,8)

⁽¹⁾ Capacidad bruta de generación hidráulica

	1S26	1S25	Var (%)
Energía eléctrica producida (GWh)	5.560	5.831	(4,6)
Hidráulica	2.374	2.850	(16,7)
Eólica	2.377	2.265	4,9
Solar	669	591	13,2
Cogeneración y otras	140	125	12,0
Cuota mercado generación	6,3 %	6,8 %	-0,5pp

La capacidad instalada a 30 de junio de 2026 alcanzó los 5.731 MW, que implica 350 MW más que en el mismo periodo del año anterior, principalmente en tecnología solar.

La producción total disminuyó un 4,6% respecto al mismo periodo del año anterior, con una reducción significativa de la producción hidráulica del 16,7%, mientras que la producción eólica y solar incrementaron un 4,9% y un 13,2% respectivamente, lo que ha permitido mantener relativamente estable la cuota de mercado.

Renovables Estados Unidos

Resultados

	1S26	1S25	Var (%)
INCEN	10	10	—
Aprovisionamientos	—	—	—
Margen bruto	10	10	—
Otros ingresos de explotación	5	3	66,7
Gastos de personal	(3)	(3)	—
Tributos	(1)	(1)	—
Otros gastos de explotación	(4)	(6)	(33,3)
EBITDA	7	3	133,3
Amortización, provisiones y otros resultados	(12)	(22)	(45,5)
EBIT	(5)	(19)	(73,7)

El EBITDA del primer semestre de 2026 asciende a 7 millones de euros, más del doble del registrado en el mismo período de 2025, explicado principalmente por la entrada en operación de la planta solar de Grimes a finales del primer semestre de ejercicio 2025, lo que ha permitido un aumento significativo de la producción.

Durante los primeros seis meses del año 2025 se registró un deterioro de 16 millones de euros correspondiente a un activo de un proyecto en desarrollo en Estados Unidos cuyo importe se estimó no recuperable (Ver Nota 4 Pérdidas por deterioro de valor de los activos no financieros de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio 2026).

Se espera que el parque solar Mark Center, con una capacidad instalada de 125 MW, entre en operación durante el ejercicio 2026.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	1S26	1S25	Var (%)
Capacidad de generación eléctrica (MW)	563	563	—
Solar	563	563	—
Energía eléctrica producida (GWh)	488	352	38,6
Solar	488	352	38,6

Durante el primer semestre de 2026, se ha alcanzado una producción de 488 GWh, un incremento del 38,6% con respecto al primer semestre de 2025 por una mayor producción en la planta de 7V y la entrada en operación de la planta de Grimes en mayo de 2025.

Renovables Latinoamérica

Resultados

	1S26	1S25	Var (%)
INCEN	86	81	6,2
Aprovisionamientos	(23)	(22)	4,5
Margen bruto	63	59	6,8
Otros ingresos de explotación	6	6	—
Gastos de personal	(6)	(7)	(14,3)
Tributos	(1)	(1)	—
Otros gastos de explotación	(19)	(18)	5,6
EBITDA	43	39	10,3
Amortización, provisiones y otros resultados	(10)	(9)	11,1
EBIT	33	30	10,0

En los primeros seis meses de 2026 el EBITDA alcanzó los 43 millones de euros, un 10,3% superior a los seis primeros meses de 2025, apoyado por una mayor producción en los activos eólicos mexicanos, que contribuyó a mayores márgenes. El impacto positivo del tipo de cambio, por la fluctuación de las diferentes divisas, ascendió a 1 millón de euros.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	1S26	1S25	Var (%)
Capacidad de generación eléctrica (MW)	828	828	—
México (eólica)	234	234	—
Brasil (solar)	154	154	—
Chile (solar)	162	162	—
Chile (eólica)	206	206	—
Costa Rica (hidráulica)	50	50	—
Panamá (hidráulica)	22	22	—

	1S26	1S25	Var (%)
Energía eléctrica producida (GWh)	934	861	8,5
México (eólica)	378	290	30,3
Brasil (solar)	139	143	(2,8)
Chile (solar)	146	143	2,1
Chile (eólica)	118	112	5,4
Costa Rica (hidráulica)	123	126	(2,4)
Panamá (hidráulica)	30	47	(36,2)

La capacidad instalada en Latinoamérica no ha variado respecto al año 2025, con una capacidad total de 828 MW. La producción de energía ha aumentado un 8,5%, alcanzando los 934 GWh, con un descenso de la producción hidráulica y solar del 12% y del 0,3% respectivamente, compensada con un incremento relevante de la producción eólica (23%).

Renovables Australia

Resultados

	1S26	1S25	Var (%)
INCEN	31	48	(35,4)
Aprovisionamientos	—	(1)	(100,0)
Margen bruto	31	47	(34,0)
Otros ingresos de explotación	3	1	200,0
Gastos de personal	(4)	(3)	33,3
Tributos	(1)	—	—
Otros gastos de explotación	(16)	(13)	23,1
EBITDA	13	32	(59,4)
Amortización, provisiones y otros resultados	(30)	(23)	30,4
EBIT	(17)	9	(288,9)

En los primeros seis meses de 2026 el EBITDA ha sido de 13 millones de euros, una disminución del 59,4% respecto al año anterior, debido al impacto negativo por la valoración de un PPA, compensado parcialmente por el efecto de la entrada en operación comercial de dos parques solares, Glenellen (260 MW) y Bundaberg (100 MW).

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	1S26	1S25	Var (%)
Capacidad de generación eléctrica (MW)	1.246	886	40,6
Solar	488	128	281
Eólica	758	758	—
Batería de almacenamiento (MW)	65	65	—

	1S26	1S25	Var (%)
Energía eléctrica producida (GWh)	1.150	994	15,7
Solar	165	75	120
Eólica	985	919	7,2

La capacidad instalada a 30 de junio de 2026 alcanza los 1.246 MW frente a los 886 MW existentes a 30 de junio de 2025, con un incremento de 360 MW, un 40,6% adicional con respecto al mismo periodo del ejercicio anterior, por la entrada en operación comercial de Glenellen y Bundaberg. La capacidad actual instalada, incluye 758 MW de eólica, 488 MW de solar y 65 MW de batería de almacenamiento, que permiten una gestión más eficiente de la energía producida, optimizando márgenes.

El total de la producción alcanzó 1.150 GWh en el período, con un incremento del 15,7% respecto a 30 de junio de 2025, equivalente a 156 GWh.

1.4.2.4. Gases Renovables

La compañía continúa liderando el desarrollo de Gases Renovables en España como un pilar clave de la descarbonización.

Resultados

	1S26	1S25	Var (%)
INCN	15	20	(25,0)
Aprovisionamientos	(12)	(16)	(25,0)
Margen bruto	3	4	(25,0)
Otros ingresos de explotación	—	1	(100,0)
Gastos de personal	(5)	(5)	—
Tributos	—	—	—
Otros gastos de explotación	(2)	(4)	(50,0)
EBITDA	(4)	(4)	—
Amortización, provisiones y otros resultados	(2)	(2)	—
EBIT	(6)	(6)	—

Gases Renovables incluye la gestión de proyectos de gas renovable, específicamente biometano, cuya contribución al EBITDA consolidado sigue siendo, por el momento, poco significativa (-4 millones de euros).

Principales magnitudes

Biometano	1S26	1S25	Var (%)
Capacidad de Operación (MW)	6,6	4,0	65,0
Producción (MWh)	3.804	2.598	46,4

Naturgy cuenta con cuatro proyectos de producción de biometano en operación, con una capacidad instalada total de 6,6 MW y que han alcanzado una producción de 3.804 MWh durante el primer semestre de 2026.

- planta Elena, en Cerdanyola del Vallès (Barcelona) fue pionera en inyectar gas renovable procedente de vertederos a la red de distribución de gas;
- planta estación depuradora de aguas residuales EDAR Bens localizada en A Coruña;
- planta de Vila-sana (Lleida) instalada en la explotación ganadera de Porgaporcs; y
- planta Utiel en Valencia (2,5MW), que entró en operación en el primer semestre de 2026.

Naturgy continúa impulsando el desarrollo de plantas de biometano mediante sus tres acuerdos estratégicos con Hispania Silva, Bioeco Energías e ID Energy. Estas alianzas siguen avanzando en el proceso de obtención de permisos y en el desarrollo de proyectos de biometano en todo el territorio nacional.

1.4.2.5. Comercialización

Resultados

	1S26	1S25	Var (%)
INCN	3.527	3.845	(8,3)
Aprovisionamientos	(3.082)	(3.340)	(7,7)
Margen bruto	445	505	(11,9)
Otros ingresos de explotación	5	5	—
Gastos de personal	(38)	(38)	—
Tributos	(29)	(31)	(6,5)
Otros gastos de explotación	(64)	(55)	16,4
EBITDA	319	386	(17,4)
Amortización, provisiones y otros resultados	(117)	(119)	(1,7)
EBIT	202	267	(24,3)

En los primeros seis meses de 2026 el EBITDA alcanzó los 319 millones de euros, una disminución del 17,4% comparado con el mismo periodo de 2025. Esta reducción se debe principalmente a la presión sobre los márgenes eléctricos por el incremento de los costes de servicios de ajuste en todo el sistema, así como la reducción del margen en la comercialización de gas en las tarifas reguladas.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	1S26	1S25	Var (%)
Ventas de gas (GWh) ⁽¹⁾	31.727	36.878	(14,0)
Residencial España	9.144	9.668	(5,4)
Industrial España	22.032	26.294	(16,2)
PYMES	551	916	(39,8)
Por segmento	31.727	36.878	(14,0)
Liberalizado	26.302	31.373	(16,2)
Regulado	5.425	5.505	(1,5)
Ventas de electricidad (GWh)	8.881	9.251	(4,0)
Residencial España	4.859	4.818	0,9
Industrial España	3.038	3.174	(4,3)
PYMES	984	1.259	(21,8)
Por segmento	8.881	9.251	(4,0)
Liberalizado	7.391	7.733	(4,4)
Regulado	1.490	1.518	(1,8)
Contratos minoristas (España) (miles)	10.247	10.370	(1,2)
Gas	3.271	3.352	(2,4)
Electricidad	4.362	4.337	0,6
Servicios	2.614	2.681	(2,5)
Contratos por cliente (España)	1,5	1,5	(0,7)
Cuota de mercado contratos gas (España)	41,3	42,2	(2,1)

⁽¹⁾ Incluye ventas de gas de contratos de Eficiencia Energética.

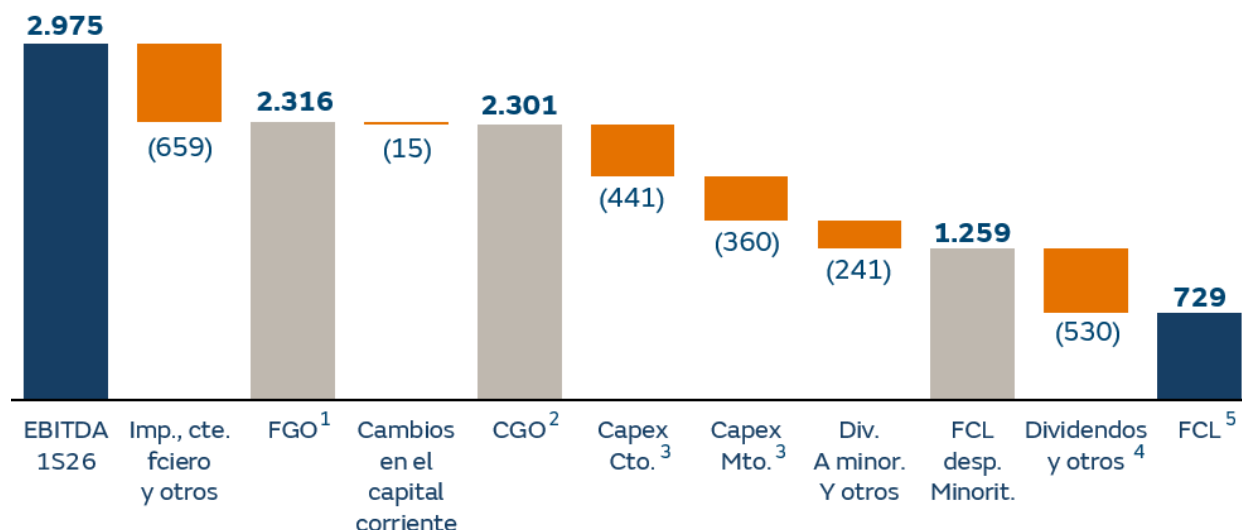
Las ventas de electricidad disminuyeron un 4,0%, en comparación con el mismo periodo del año anterior, manteniéndose estable el segmento Residencial España y con caídas en los segmentos Industrial España y PYMES.

Las ventas de gas se redujeron un 14,0% respecto a los seis primeros meses de 2025, en todos los segmentos de clientes, destacando PYMES y Residencial España con un 39,8% y 5,4% respectivamente.

El número total de contratos minoristas disminuyó un 1,2% con respecto a los primeros seis meses de 2025.

1.5. Flujo de caja

A continuación, se detalla la evolución del flujo de caja libre del primer semestre del ejercicio 2026:



Notas:

¹ FGO: Fondos generados por las operaciones de explotación.

² CGO: Caja generada por las operaciones de explotación (Flujos de efectivo de las actividades de explotación según Estado de flujos de efectivo consolidado).

³ Inversiones netas (CAPEX neto) de crecimiento y mantenimiento.

⁴ Importe de los dividendos pagados neto de aquellos recibidos por empresas del Grupo y de los dividendos asociados a las acciones de la permuta financiera (17 millones de euros).

⁵ FCL: Flujo de caja libre (Net Free Cash Flow).

En los seis primeros meses de 2026, el flujo de caja generado por las operaciones de explotación se mantuvo sólido gracias a la resiliencia de los negocios de Redes de Distribución y a la buena evolución de los negocios de Mercados de Energía.

La deuda financiera neta de Naturgy disminuyó de forma moderada en 572 millones de euros durante el primer semestre de 2026, alcanzando los 11.745 millones de euros a 30 de junio de 2026 (frente a los 12.317 millones de euros de saldo a cierre del ejercicio 2025). El flujo de caja libre ha alcanzado los 729 millones de euros, contribuyendo a la disminución de la deuda, a pesar del pago del dividendo complementario por importe de 547 millones de euros. El balance y la liquidez de Naturgy siguen siendo sólidos, lo que proporciona flexibilidad, solidez y capacidad adicional para acelerar el crecimiento.

Inversiones (CAPEX)

El desglose de las inversiones netas (CAPEX neto) es el siguiente:

	1S26	1S25	Var (%)
Inversiones (CAPEX)	844	897	(5,9)
Otros cobros de actividades de inversión	(43)	(28)	53,6
Inversiones netas (CAPEX neto)	801	869	(7,8)

El desglose de las inversiones (CAPEX) por segmentos de negocio es el siguiente:

	1S26	1S25	Var (%)
Redes de Distribución	430	381	12,9
Gas España	55	54	1,9
Gas México	44	31	41,9
Gas Brasil	31	25	24,0
Gas Argentina	18	14	28,6
Gas Chile	25	23	8,7
Electricidad España	151	160	(5,6)
Electricidad Panamá	93	61	52,5
Electricidad Argentina	13	13	—
Mercados de Energía	400	509	(21,4)
Gestión de la Energía	5	2	150,0
Generación Térmica	73	92	(20,7)
España	59	82	(28,0)
Latinoamérica	14	10	40,0
Generación Renovable	245	329	(25,5)
España	133	172	(22,7)
Estados Unidos	32	80	(60,0)
Latinoamérica	9	7	28,6
Australia	71	70	1,4
Gases Renovables	2	1	100,0
Comercialización	75	85	(11,8)
Resto	14	7	100,0
Inversiones (CAPEX)	844	897	(5,9)

La apertura de las inversiones (CAPEX) entre mantenimiento y crecimiento proporciona información útil sobre el perfil inversor del Grupo.

Las inversiones (CAPEX) de mantenimiento en el primer semestre de 2026 ascienden a 368 millones de euros, frente a los 350 millones de euros en el mismo periodo del ejercicio anterior, como consecuencia de una mayor inversión en mantenimiento en los negocios de Redes de Distribución.

Las inversiones (CAPEX) de crecimiento en el primer semestre de 2026 representaron más del 56% de las inversiones totales y ascendieron a 476 millones de euros en 2026. Las principales inversiones (CAPEX) de crecimiento de 2026 son:

- Un total de 184 millones de euros invertidos en el desarrollo de redes de distribución en España y Latinoamérica, de los cuales 84 millones de euros en España, que incluye gas y electricidad, 44 millones de euros en Electricidad Panamá, 13 millones de euros en Gas México, 18 millones de euros en Gas Chile, 15 millones de euros en Argentina (gas y electricidad) y 10 millones de euros en Gas Brasil.
- Un total de 220 millones de euros invertidos en la construcción de diferentes proyectos renovables, de los cuales 117 millones de euros en España, 71 millones de euros en Australia y 32 millones de euros en Estados Unidos. Incorpora 11 millones de euros correspondientes a adquisiciones de activos renovables.
- Un total de 2 millones de euros en el desarrollo de Gases Renovables. Incorpora 1 millón de euros correspondientes a la adquisición de proyectos de biometano.
- Un total de 67 millones de euros en la actividad de Comercialización.

- Un total de 3 millones de euros en la actividad de Resto, correspondientes a la adquisición del 84,97% de las participaciones de Lean Grids Services, S.L. Véase nota 24 de Combinaciones de negocios de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2026.

Naturgy sigue apostando por el desarrollo de las energías renovables y ha alcanzado los 8,4 GW de capacidad instalada a 30 de junio de 2026. En este sentido, 0,7 GW de capacidad neta entraron en operación en comparación con el primer semestre de 2025, de los cuales 350 MW en España y 360 MW en Australia, tras la entrada en operación de los proyectos fotovoltaicos de Glenellen y Bundaberg (sin incluir baterías de almacenamiento).

Además, el Grupo tiene actualmente más de 1,3 GW de capacidad renovable en construcción, de los cuales 645 MW en España, 125 MW en Estados Unidos y 510 MW en Australia. De éstos, se estima que 504 MW entrarán en funcionamiento en España y 125 MW en Estados Unidos en el año 2026.

El Grupo también está liderando los desarrollos de gas renovable en España como pilar clave de la descarbonización. Actualmente, Naturgy cuenta con cuatro proyectos de producción de biometano en operación: la planta Elena, en Cerdanyola del Vallès (Barcelona), que ha sido la primera en inyectar gas renovable procedente de vertederos a la red de distribución de gas; la planta ubicada en la EDAR Bens (estación depuradora de aguas residuales), en A Coruña, y la planta de Vila-sana (Lleida) instalada en la explotación ganadera de Porgaporcs. Finalmente, durante el primer semestre del 2026 se ha incorporado la planta de Utiel (Valencia) al conjunto de proyectos en operación.

La asignación de capital continúa alineada con las prioridades estratégicas de la compañía, equilibrando el crecimiento, la disciplina financiera y la remuneración a los accionistas.

1.6. Posición financiera

A 30 de junio de 2026, la deuda financiera neta asciende a 11.745 millones de euros, 572 millones de euros inferior a la cifra de cierre del año 2025 (12.317 millones de euros), reflejando la fuerte generación de caja durante el periodo.

Durante los seis primeros meses de 2026, las transacciones y operaciones de refinanciación más relevantes fueron las siguientes:

- Han llegado a vencimiento bonos del programa EMTN por importe total de 587 millones de euros y cupón medio de 1,25%.
- Se han realizado emisiones bajo el programa ECP por importe de 859 millones de euros, no habiendo ningún importe dispuesto a 30 de junio de 2026.
- También se han realizado dos emisiones de bonos en Chile por importes de 57 millones de euros a 5 años y tasa fija del 3% y por importe de 95 millones de euros a 10 años y tasa fija del 3,1%.
- En febrero de 2026, Naturgy suscribió un nuevo contrato de préstamo sindicado en Generación Térmica LatAm por importe de 1.303 millones de dólares, que establece un vencimiento a 5 años con posibilidad de ampliación adicional de 2 años.

La evolución de las principales ratios aplicados referentes a la Deuda financiera neta es la siguiente:

		1S26	1S25
EBITDA/Coste deuda financiera neta	veces	10,8	11,1
Deuda financiera neta / LTM EBITDA (1)	veces	2,2	2,3

⁽¹⁾ Información comparativa a 31 de diciembre de 2025

La deuda financiera neta respecto al EBITDA ha alcanzado el 2,2x al 30 de junio de 2026, lo que recoge un perfil financiero consistente y proporciona flexibilidad tanto para la remuneración al accionista como para futuras inversiones.

Liquidez (millones de euros)

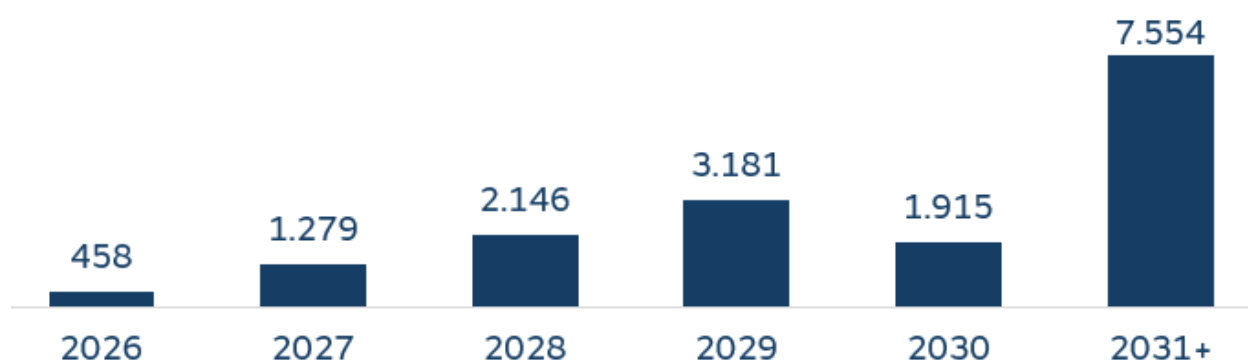
La liquidez a 30 de junio de 2026 se sitúa en 10.210 millones de euros, incluyendo 4.686 millones de euros en efectivo y equivalentes y 5.524 millones de euros en líneas de crédito no dispuestas y totalmente comprometidas. El detalle de la liquidez a 30 de junio de 2026:

	Consolidado		Chile		Brasil	Argentina	México	Panamá	Holding y otros
	1S26	2025	CLP	USD	BRL	ARS	MXN	USD	EUR/Otras
Efectivo y medio líquidos equivalentes	4.686	4.357	165	65	275	75	109	119	3.878
Líneas crédito no dispuestas	5.524	5.560	76	26	32	—	100	31	5.259
Total	10.210	9.917	241	91	307	75	209	150	9.137

El calendario de vencimiento de las líneas de crédito no dispuestas es el siguiente:

	2026	2027	2028	2029	2030	2031+
Líneas de crédito no dispuestas	62	336	827	818	1.480	2.001

La deuda financiera bruta de 30 de junio de 2026 por vencimientos es la siguiente:



El detalle de la deuda financiera neta, el coste medio de la deuda financiera bruta y el % de deuda financiera bruta fija por país y moneda es el siguiente:

		Consolidado		Chile		Brasil	Argentina	México	Panamá	Holding y otros
		1S26	2025	CLP	USD	BRL	ARS	MXN	USD	EUR/Otras
Deuda financiera neta	€m	11.745	12.317	330	(10)	(149)	(38)	511	933	10.168
Coste medio deuda financiera bruta (1)	%	4,0	3,9	8,8	5,7	15,0	29,6	8,5	6,7	2,7
% Fija (Deuda financiera bruta) (2)	%	62	66	64	90	2	2	41	34	62

(1) No incluye el coste de los pasivos financieros por arrendamiento ni otros costes de refinanciación. Información a 30 de junio proyectada en término anual.

(2) Porcentaje de deuda financiera bruta a tipo fijo sobre el total de la deuda financiera bruta (véase Nota 13. Gestión del riesgo, de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2026).

El coste medio de la deuda financiera bruta del periodo, excluyendo el coste de los pasivos financieros por arrendamiento y otros costes de refinanciación, es del 4,0%, ligeramente superior al mismo periodo del ejercicio 2025, que ascendió al 3,9%.

2. Principales riesgos, oportunidades e incertidumbres

Durante el primer semestre de 2026 Naturgy ha mantenido el mismo Modelo de Control y Gestión de Riesgos descrito en el apartado 4. “Principales riesgos, oportunidades e incertidumbres”, del Informe de gestión consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2025.

Naturgy ha definido, en su Mapa Corporativo de Riesgos, cinco tipologías de riesgos:

- **Económicos:** mercado (commodity, margen/precio, tipo de cambio y volumen), regulatorio y jurídico.
- **Financieros:** fiscal, crédito, tipo de interés, rating y liquidez.
- **Operativos:** operacional, relacionado con la naturaleza, cambio climático, security, de terceros, fraude, ciberseguridad, protección de datos, y de seguridad y salud.
- **Reputacionales/Cumplimiento:** compliance, reputacional y ASG, satisfacción del cliente y de personas.
- **Estratégicos:** asociados al portfolio de negocios a largo plazo de Naturgy, derivados de la planificación estratégica, de cambios en el entorno competitivo, de la sostenibilidad del negocio y de las apuestas de innovación.

Los principales riesgos de carácter económico y financiero se desarrollan en las notas 13 y 28 de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2026. Los principales riesgos operativos y reputacionales/cumplimiento se desarrollan a lo largo del Estado de Información no Financiera Consolidado e Información sobre Sostenibilidad del ejercicio anual finalizado a 31 de diciembre de 2025.

Finalmente, los riesgos estratégicos, por su naturaleza prospectiva, se integran en el horizonte temporal correspondiente, dentro de las restantes tipologías de riesgos (económicos, financieros, operativos y reputacionales/cumplimiento). A este respecto, el Plan Estratégico de Naturgy 2025-2027, aprobado por el Consejo de Administración el 18 de febrero de 2025, persigue la generación de un flujo de caja resiliente y el mantenimiento de un balance sólido que faciliten la ejecución del plan de inversiones del Grupo y aseguren una rentabilidad atractiva y sostenible para sus accionistas, guiándose por tres principios clave:

- Excelencia operativa
- Disciplina financiera y rentabilidad
- Retribución del accionista y liquidez

Naturgy concibe la transición energética como una oportunidad para transformar su negocio impulsando la descarbonización y el crecimiento sostenible, la seguridad energética y la competitividad de precios. En este contexto y, en base al Plan Estratégico 2025-2027, las principales oportunidades identificadas son:

- **Modelo industrial integrado con presencia en toda la cadena de valor**, con potencial de crecimiento y sólidos marcos regulatorios que permitan maximizar la rentabilidad.
- **Posición Multi-energía**, con presencia simultánea en electricidad y gas como fuente clave de transición energética.
- **Generación Renovable**, mediante el incremento de la capacidad de generación renovable alineado con la transición energética global, combinado con hibridaciones y repotenciaciones de parques eólicos en operación y baterías complementarias a plantas fotovoltaicas.
- **Operación y crecimiento en Redes**, con foco en la mejora continua de la calidad de la red y la garantía de suministro energético, integrando las energías renovables para satisfacer una mayor demanda de electricidad.

- **Liderar el desarrollo en Gases Renovables**, a través del desarrollo y adquisición de proyectos de innovación en gas renovable, alianzas y asociaciones que aceleren la descarbonización y consoliden el papel del gas en la transición energética.
- **El gas** como componente esencial para garantizar la seguridad de suministro y la flexibilidad, constituyéndose como piedra angular de la transición energética.

Junto a estas oportunidades, existen incertidumbres de naturaleza transversal, en particular la incertidumbre climática y el contexto geopolítico, que se materializan e impactan en buena parte de los riesgos incluidos en las tipologías anteriormente descritas, y que se detallan en las notas 2.5.b. y 2.5.c. de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2026, respectivamente.

La evolución del marco normativo se describe en detalle en el Anexo II de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2026.

3. Hechos posteriores

Los hechos posteriores al cierre del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2026 se describen en la nota 29 de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2026.

Anexo I. Medidas alternativas de rendimiento

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

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

A continuación, se incluye un Glosario con la definición de las MAR utilizadas. Los términos de las MAR resultan, por lo general, directamente trazables con los epígrafes indicados del Estado de situación financiera consolidado, el Estado del resultado consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado o con las notas explicativas a los Estados financieros intermedios resumidos consolidados de Naturgy. Para facilitar la trazabilidad se presenta la conciliación de los valores calculados.

Medidas alternativas de rendimiento	Definición y términos	Conciliación valores a 30.06.2026	Conciliación valores a 30.06.2025	Relevancia de uso
EBITDA	Resultado bruto de explotación = Importe neto de la cifra de negocios (2) – Aprovisionamientos (2) + Otros ingresos de explotación (2) – Gastos de personal (2) – Otros gastos de explotación (2) + Resultado por enajenación de inmovilizado (2) + Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras (2)	2.975 millones de euros	2.848 millones de euros	El EBITDA (“Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization”) mide el resultado de explotación del Grupo antes de deducir los intereses, impuestos, deterioros y amortizaciones. Al no contemplar, en general, magnitudes financieras, impuestos y gastos contables que no conllevan salidas de caja, permite evaluar la comparabilidad de los resultados a través del tiempo. Es un indicador ampliamente utilizado en los mercados para comparar los resultados de distintas empresas.
Gastos operativos (OPEX)	Gasto de personal (2) + Trabajos realizados para el inmovilizado (4) (Nota 18) + Otros gastos de explotación (2) – Tributos (4) (Nota 19)	871 millones de euros = 301 + 38 + 756 – 224	855 millones de euros = 290 + 39 + 820 – 294	Medida de los gastos en los que incurre el Grupo para llevar a cabo sus actividades de explotación, sin considerar tributos. Importe que permite ser comparable con otras empresas.
Inversiones (CAPEX) (6)	Inversión inmovilizado intangible (4) (Nota 5) + Inversión inmovilizado material (4) (Nota 5) + Pagos por inversiones por adquisición de dependientes, neto de efectivo y equivalentes (3)	844 millones de euros = 174 + 659 + 11	897 millones de euros = 177 + 720 + 0	Medida del esfuerzo inversor en cada periodo en activos de los distintos negocios, incluyendo las inversiones devengadas y no pagadas. Permite conocer la asignación de los recursos y facilita la comparación del esfuerzo inversor entre periodos. Se componen de inversiones de mantenimiento y de crecimiento (recursos invertidos en el desarrollo y crecimiento de las actividades del Grupo), incluyendo inversiones en sociedades dependientes, neto de efectivo y equivalentes.
Inversiones netas (CAPEX neto)(6)	CAPEX (5) – Otros cobros de actividades de inversión (3)	801 millones de euros = 844 – 43	869 millones de euros = 897 – 28	Medida del esfuerzo inversor de cada periodo sin considerar los activos cedidos o aportados por terceros.
Deuda financiera bruta	Pasivos financieros no corrientes (1) (Nota 12) + Pasivos financieros corrientes (1) (Nota 12)	16.533 millones de euros = 15.310 + 1.223	16.911 millones de euros = 13.389 + 3.522 Información comparativa a 31 de diciembre del año anterior: 16.763 millones de euros = 13.992 + 2.771	Medida del nivel de endeudamiento del Grupo. Incluye conceptos corrientes y no corrientes. Es un indicador ampliamente utilizado en los mercados de capitales para comparar distintas empresas.

Medidas alternativas de rendimiento	Definición y términos	Conciliación valores a 30.06.2026	Conciliación valores a 30.06.2025	Relevancia de uso
Deuda financiera neta	Deuda financiera bruta (5)– Efectivo y otros activos líquidos equivalentes (1) – Activos financieros derivados ligados a pasivos financieros (4) (Nota 13)	11.745 millones de euros = 16.533 – 4.686 – 102	13.689 millones de euros = 16.911 – 3.104 – 118 Información comparativa a 31 de diciembre del año anterior: 12.317 millones de euros = 16.763 – 4.357 – 89	Medida del nivel de endeudamiento financiero del Grupo, incluyendo conceptos corrientes y no corrientes, tras descontar el saldo de efectivo y otros activos líquidos equivalentes y los derivados de activo ligados a pasivos financieros. Es un indicador ampliamente utilizado en los mercados de capitales para comparar distintas empresas.
Apalancamiento (%)	Deuda financiera neta (5) / (Deuda financiera neta (5) + Patrimonio neto (1))	50,0% = 11.745 / (11.745 + 11.735)	58,4% = 13.689 / (13.689 + 9.759) Información comparativa a 31 de diciembre del año anterior: 52,0% = 12.317 / (12.317 + 11.373)	Medida del peso de los recursos ajenos en la financiación de la actividad empresarial. Es un indicador ampliamente utilizado en los mercados de capitales para comparar distintas empresas.
Coste deuda financiera neta	Coste de la deuda financiera (4) (Nota 22) – Intereses (ingresos financieros) (4) (Nota 22)	276 millones de euros = 361– 85	257 millones de euros = 355– 98	Medida del coste de la deuda financiera descontando los ingresos por intereses financieros. Es un indicador ampliamente utilizado en los mercados de capitales para comparar distintas empresas.
EBITDA / Coste deuda financiera neta	EBITDA (5) / Coste deuda financiera neta (5)	10,8x = 2.975 / 276	11,1x = 2.848 / 257 Información comparativa a 31 de diciembre del año anterior: 10,1x = 5.334 / 529	Medida de la capacidad de la compañía de generar recursos de explotación en relación con el coste de la deuda financiera. Es un indicador ampliamente utilizado en los mercados de capitales para comparar distintas empresas.
Deuda financiera neta / LTM (últimos doce meses) EBITDA	Deuda financiera neta (5) / EBITDA de los últimos doce meses (2)	2,2x = 11.745 / 5.461	2,6x = 13.689 / 5.367 Información comparativa a 31 de diciembre del año anterior: 2,3x = 12.317 / 5.334	Medida de la capacidad del Grupo de generar recursos para atender los pagos de la deuda financiera. Es un indicador ampliamente utilizado en los mercados de capitales para comparar distintas empresas.
Flujo de Caja Libre (Net Free Cash Flow)	Flujos de efectivo de las actividades de explotación (3) + Flujos de efectivo de las actividades de inversión (3) + Flujos de efectivo de las actividades de financiación (3) – Cobros/pagos por instrumentos de pasivo financiero (3)	729 millones de euros= 2.301 – 988 – 1.088 + 504	-1.628 millones de euros= 2.642 – 1.032 – 3.889 + 651	Medida de la generación de caja para evaluar los fondos disponibles para atender el servicio de la deuda.

Medidas alternativas de rendimiento	Definición y términos	Conciliación valores a 30.06.2026	Conciliación valores a 30.06.2025	Relevancia de uso
Flujo de Caja Libre después de minoritarios	Flujo de Caja Libre (5) + Dividendos Sociedad dominante neto de aquellos percibidos por empresas del grupo (4) (Nota 10) + Compra acciones propias (4) (Nota 10) - venta de acciones propias - dividendos asociados (4) (Nota 10)	1.259 millones de euros= 729 + 547 + 0 - 17	1.280 millones de euros= -1.628 + 576 + 2.332	Medida de la generación de caja correspondiente a las actividades de explotación y de inversión. Se utiliza para evaluar los fondos disponibles para pagar dividendos a los accionistas y atender el servicio de la deuda.
Coste medio de la deuda financiera bruta	Coste de la deuda financiera (4) (Nota 22) - coste de los pasivos financieros por arrendamiento (4) (Nota 22) - otros gastos de refinanciación (4) (Nota 22), proyectado en términos anuales / media mensual de la deuda financiera bruta (4) (excluyendo la deuda por arrendamiento financiero) (Nota 12)	4,0% = (361 - 39 - 6) * (365 / 182) / 15.723	3,9% = (355 - 42 - 5) * (365 / 181) / 15.729 Información comparativa a 31 de diciembre del año anterior: 3,9% = (708 - 83 - 11) / 15.712	Medida de la tasa interés efectiva de la deuda financiera. Es un indicador ampliamente utilizado en los mercados de capitales para comparar distintas empresas.
Liquidez	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes (1) + Líneas de crédito no dispuestas y totalmente comprometidas (4) (Nota 13)	10.210 millones de euros = 4.686 + 5.524	8.596 millones de euros = 3.104 + 5.492 Información comparativa a 31 de diciembre del año anterior: 9.917 millones de euros = 4.357 + 5.560	Medida de la capacidad del Grupo para afrontar cualquier tipo de pago.
Valor económico distribuido	Aprovisionamientos (2) + Otros gastos de explotación (incluye Tributos) (2) + Pagos por impuesto sobre beneficios (3) + Gastos de personal (2) + Trabajos realizados para el inmovilizado (4) (Nota 18) + Gastos financieros (2) + Dividendos sociedad dominante neto de aquellos percibidos por empresas del grupo (4) (Nota 10) + Gastos actividades interrumpidas antes de impuestos (4) (Nota 9)	8.552 millones de euros = 6.190 + 756 + 307 + 301 + 38 + 413 + 547 + 0	8.465 millones de euros = 6.112 + 820 + 243 + 290 + 39 + 385 + 576 + 0	Medida del valor de la empresa considerando la valoración económica generada por sus actividades, distribuida a los distintos grupos de interés (principalmente accionistas, proveedores, empleados, administraciones públicas y sociedad).

(1) Epígrafe del Estado de situación financiera consolidado.

(2) Epígrafe del Estado del resultado consolidado.

(3) Epígrafe del Estado de flujos de efectivo consolidado.

(4) Magnitud detallada en la memoria consolidada.

(5) Magnitud detallada en las MARs.

(6) Magnitud detallada en el informe de gestión.

NATURGY ENERGY GROUP, S.A.

Formulación del Informe Financiero Semestral Consolidado correspondiente al primer semestre del ejercicio 2026, realizada por el Consejo de Administración de NATURGY ENERGY GROUP, S.A., en su sesión de 21 de julio de 2026.

D. Francisco Reynés Massanet
Presidente Ejecutivo

D. Ramón Adell Ramón
Consejero

D. Lars Bespolka
Consejero

Dña. Isabel Estapé Tous
Consejera

Dña. María Isabel Gabarró Miquel
Consejera

Dña. Anke Groth
Consejera

Dña. Helena Herrero Starkie
Consejera Coordinadora

D. Enrico Letta
Consejero

D. Pedro Sainz de Baranda Riva
Consejero

D. Claudi Santiago Ponsa
Consejero

D. Jaime Siles Fernández-Palacios
Consejero



Informe de revisión limitada de Naturgy Energy Group, S.A.

**(Junto con los Estados Financieros
Intermedios Resumidos y el Informe de
Gestión Intermedio de Naturgy Energy Group,
S.A. del periodo de seis meses finalizado el
30 de junio de 2026)**



KPMG Auditores, S.L.
Paseo de la Castellana, 259C
28046 Madrid

Informe de Revisión Limitada sobre Estados Financieros Intermedios Resumidos

A los accionistas de Naturgy Energy Group, S.A. por encargo de los administradores de la Sociedad

INFORME SOBRE LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS

Introducción

Hemos realizado una revisión limitada de los estados financieros intermedios resumidos adjuntos (los "estados financieros intermedios") de Naturgy Energy Group, S.A. (la "Sociedad"), que comprenden el balance al 30 de junio de 2026, la cuenta de pérdidas y ganancias, el estado de cambios en el patrimonio neto, el estado de flujos de efectivo y las notas explicativas a la información financiera intermedia, todos ellos resumidos, correspondientes al periodo de seis meses terminado en dicha fecha. Los administradores de la Sociedad son responsables de la elaboración de dicha información financiera intermedia de conformidad con los principios contables y el contenido mínimo previstos en los artículos 12 y 13 del Real Decreto 1362/2007, de 19 de octubre y en la Circular 3/2018 de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, para la preparación de dicha Información Financiera Intermedia. 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 la información financiera intermedia adjunta.

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 la información financiera intermedia adjunta del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2026 no han sido preparados, en todos sus aspectos significativos, de conformidad con los principios contables y el contenido mínimo previstos en los artículos 12 y 13 del Real Decreto 1362/2007 y en la Circular 3/2018 de la Comisión Nacional del Mercado de Valores para la preparación de dicha información financiera intermedia.

Párrafo de énfasis

Llamamos la atención sobre la nota 2 de la información financiera intermedia adjunta, en la que se menciona que la citada información financiera intermedia no incluyen toda la información que requerirían unos estados financieros intermedios completos preparados de conformidad con el marco normativo de información financiera aplicable a la entidad en España, por lo que la información financiera intermedia adjunta deberá ser leída junto con las cuentas anuales de la Sociedad correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2025. Esta cuestión no modifica nuestra conclusión.

INFORME SOBRE OTROS REQUERIMIENTOS LEGALES Y REGLAMENTARIOS

El informe de gestión intermedio adjunto del período de seis meses terminado el 30 de junio de 2026 contiene las explicaciones que los administradores de la Sociedad consideran oportunas sobre los hechos importantes acaecidos en este período y su incidencia en la información financiera intermedia presentada, 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 la información financiera intermedia del período de seis meses terminado el 30 de junio de 2026. Nuestro trabajo se limita a la verificación del informe de gestión intermedio con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de la Sociedad.

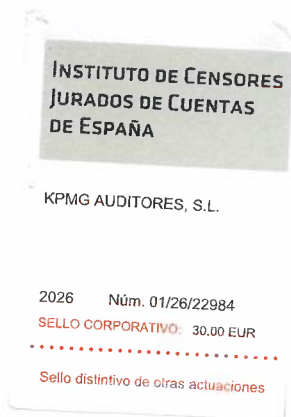
Párrafo sobre otras cuestiones

Este informe ha sido preparado a petición de los administradores de la Sociedad en relación con la publicación del informe financiero semestral requerido por el artículo 100 de la Ley 6/2023, de 17 de marzo, de los Mercados de Valores y de los Servicios de Inversión.

KPMG Auditores, S.L.

Juan Ignacio Fernández Pérez

22 de julio de 2026



Estados Financieros Intermedios resumidos de Naturgy Energy Group, S.A.

Junio 2026

Balance intermedio.

Cuenta de pérdidas y ganancias intermedia.

Estado de ingresos y gastos reconocidos intermedio.

Estado de cambios en el patrimonio neto intermedio.

Estado de flujos de efectivo intermedio.

Notas explicativas a los Estados financieros intermedios resumidos.



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

		30.06.2026	31.12.2025
ACTIVO NO CORRIENTE	Nota	28.053	28.040
Inmovilizado intangible		26	27
Otro inmovilizado intangible		26	27
Inmovilizado material		88	87
Terrenos y construcciones		69	67
Otro inmovilizado material		19	20
Inversiones en empresas del grupo y asociadas a largo plazo	5	27.788	27.775
Instrumentos de patrimonio		15.885	15.855
Créditos a empresas		11.903	11.920
Inversiones financieras a largo plazo	6	26	25
Instrumentos de patrimonio		3	3
Derivados		19	18
Otros activos financieros		4	4
Otros activos no corrientes		2	2
Derivados		2	2
Activos por impuesto diferido		123	124
ACTIVO CORRIENTE		3.940	3.453
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar		156	185
Clientes empresas del grupo y asociadas		24	28
Derivados		102	128
Resto deudores varios		1	—
Activos por impuesto corriente		12	12
Otros créditos con las Administraciones Públicas		17	17
Inversiones en empresas del grupo y asociadas a corto plazo	5	1.465	957
Créditos a empresas		1.340	957
Otros activos financieros		125	—
Inversiones financieras a corto plazo	6	13	9
Derivados		12	8
Otros activos financieros		1	1
Periodificaciones a corto plazo		6	2
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4	2.300	2.300
Tesorería		1.239	1.349
Otros activos líquidos equivalentes		1.061	951
TOTAL ACTIVO		31.993	31.493

Las notas 1 a 16 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos.

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

	Nota	30.06.2026	31.12.2025
PATRIMONIO NETO	7	16.792	16.209
FONDOS PROPIOS		16.767	16.193
Capital		970	970
Capital escriturado		970	970
Prima de emisión		3.808	3.808
Reservas		10.436	10.358
Legal y estatutarias		300	300
Otras reservas		10.136	10.058
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(1.123)	(1.132)
Resultado del periodo		1.034	1.321
Remanente		1.626	1.952
Dividendo a cuenta		—	(1.100)
Otros instrumentos de patrimonio		16	16
AJUSTES POR CAMBIO DE VALOR		25	16
Operaciones de cobertura		25	16
PASIVO NO CORRIENTE		11.333	10.984
Provisiones a largo plazo	8	301	289
Obligaciones por prestaciones a largo plazo al personal		180	186
Otras provisiones		121	103
Deudas financieras a largo plazo	9	6.327	5.804
Deudas con entidades de crédito		6.326	5.803
Otros pasivos financieros		1	1
Deudas con empresas del grupo y asociadas a largo plazo	10	4.451	4.626
Pasivos por impuesto diferido		252	263
Otros pasivos		2	2
Derivados		2	2
PASIVO CORRIENTE		3.868	4.300
Deudas financieras a corto plazo	9	161	146
Deudas con entidades de crédito		155	135
Derivados		1	3
Otros pasivos financieros		5	8
Deudas con empresas del grupo y asociadas a corto plazo	10	3.410	3.899
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar		296	254
Proveedores		81	77
Proveedores, empresas del grupo y asociadas		16	8
Derivados		102	128
Personal (remuneraciones pendientes de pago)		38	38
Pasivos por impuesto corriente		55	—
Otras deudas con las Administraciones públicas		3	3
Periodificaciones a corto plazo		1	1
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		31.993	31.493

Las notas 1 a 16 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos.

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

	Nota	30.06.2026	30.06.2025
Importe neto de la cifra de negocio	11	1.351	1.415
Ventas		—	1
Ingresos de participaciones en instrumentos de patrimonio en empresas del grupo y asociadas		1.121	1.183
Ingresos de valores negociables y otros instrumentos financieros de empresas del grupo y asociadas		230	231
Aprovisionamientos		—	(2)
Consumo de mercaderías		—	(2)
Otros ingresos de explotación		56	57
Ingresos accesorios y otros de gestión corriente		56	57
Gastos de personal		(36)	(27)
Sueldos, salarios y asimilados		(28)	(18)
Cargas sociales		(5)	(6)
Provisiones		(3)	(3)
Otros gastos de explotación		(80)	(74)
Servicios exteriores		(79)	(74)
Tributos		(1)	—
Amortización del inmovilizado		(11)	(11)
Deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado		(57)	65
Deterioro y pérdidas de participaciones en instrumentos de patrimonio en empresas del grupo y asociadas	5	(57)	65
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		1.223	1.423
Ingresos financieros		19	32
De valores negociables y otros instrumentos financieros		19	32
- En terceros		19	32
Gastos financieros		(206)	(202)
Por deudas con empresas del grupo y asociadas		(101)	(105)
Por deudas con terceros		(105)	(97)
Diferencias de cambio		—	(2)
RESULTADO FINANCIERO		(187)	(172)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		1.036	1.251
Impuesto sobre beneficios		(2)	(22)
RESULTADO DEL PERIODO		1.034	1.229
Beneficio en euros por acción básico y diluido		1,12	1,28

Las notas 1 a 16 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos.

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

A) ESTADO DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS INTERMEDIO		(en millones de euros)	
		30.06.2026	30.06.2025
RESULTADO DEL PERIODO		1.034	1.229
INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO		89	96
Por coberturas de flujos de efectivo		14	3
Por ganancias y pérdidas actuariales		(11)	—
Otros ajustes		87	94
Efecto impositivo		(1)	(1)
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS		(2)	(9)
Por coberturas de flujos de efectivo		(2)	(12)
Efecto impositivo		—	3
TOTAL DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS EN EL PERIODO		1.121	1.316

Las notas 1 a 16 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos.

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

B) ESTADO TOTAL DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO										(en millones de euros)
	Capital social	Prima de emisión	Reservas	Acciones y participaciones en patrimonio propias	Remanente	Resultado del periodo	Dividendo a cuenta	Otros instrumentos	Ajustes por cambio de valor	Total
Saldo a 1.1.2025	970	3.808	10.362	(6)	2.446	1.057	(969)	16	20	17.704
Total ingresos y gastos reconocidos	—	—	(2)	—	—	1.229	—	96	(7)	1.316
Operaciones con socios o propietarios										
- Distribución de dividendos	—	—	—	—	(582)	—	—	—	—	(582)
- Operaciones con acciones o participación propias	—	—	—	(2.532)	—	—	—	(29)	—	(2.561)
Otras variaciones de patrimonio neto	—	—	—	—	88	(1.057)	969	(67)	—	(67)
Saldo a 30.06.2025	970	3.808	10.360	(2.538)	1.952	1.229	—	16	13	15.810
Total ingresos y gastos reconocidos	—	—	(2)	—	—	92	—	—	3	93
Operaciones con socios o propietarios										
- Distribución de dividendos	—	—	—	—	—	—	(1.100)	—	—	(1.100)
- Operaciones con acciones o participación propias	—	—	—	1.406	—	—	—	—	—	1.406
Saldo a 31.12.2025	970	3.808	10.358	(1.132)	1.952	1.321	(1.100)	16	16	16.209
Total ingresos y gastos reconocidos	—	—	78	—	—	1.034	—	—	9	1.121
Operaciones con socios o propietarios										
- Distribución de dividendos	—	—	—	—	(547)	—	—	—	—	(547)
- Operaciones con acciones o participación propias	—	—	—	9	—	—	—	—	—	9
Otras variaciones de patrimonio neto	—	—	—	—	221	(1.321)	1.100	—	—	—
Saldo a 30.06.2026	970	3.808	10.436	(1.123)	1.626	1.034	—	16	25	16.792

Las notas 1 a 16 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos.

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

	30.06.2026	30.06.2025
Resultado del periodo antes de impuestos	1.036	1.251
Ajustes del resultado	(1.114)	(1.277)
Amortización del inmovilizado	11	11
Correcciones valorativas por deterioro	57	(65)
Variación de provisiones	(18)	5
Ingresos financieros	(1.370)	(1.446)
Gastos financieros	206	202
Diferencias de cambio	—	2
Otros ingresos y gastos	—	14
Cambios en el capital corriente	21	(10)
Deudores y otras cuentas a cobrar	4	95
Otros activos corrientes	(4)	(4)
Acreedores y otras cuentas a pagar	21	(102)
Otros pasivos corrientes	—	1
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	1.053	705
Pagos de intereses	(211)	(186)
Cobros de dividendos	996	638
Cobros de intereses	225	237
Cobros (pagos) por impuesto sobre beneficios	43	16
Flujos de efectivo de las actividades de explotación	996	669
Pagos por inversiones	(126)	(356)
Empresas del grupo y asociadas	(109)	(349)
Inmovilizado intangible	(7)	(5)
Inmovilizado material	(10)	(2)
Cobros por desinversiones	5	14
Empresas del grupo y asociadas	5	9
Otros activos financieros	—	5
Flujos de efectivo de las actividades de inversión	(121)	(342)
Cobros y pagos por instrumentos de patrimonio	17	(2.399)
Emisión de instrumentos de patrimonio	17	—
Amortización de instrumentos de patrimonio	—	(67)
Adquisición de instrumentos de patrimonio propio	—	(2.332)
Cobros y pagos por instrumentos de pasivo financiero	(345)	1.382
Emisión	3.512	5.221
Deudas con entidades de crédito	1.606	354
Deudas con empresas del grupo y asociadas	1.904	4.862
Otras deudas	2	5
Devolución y amortización de	(3.857)	(3.839)
Deudas con entidades de crédito	(1.038)	(179)
Deudas con empresas del grupo y asociadas	(2.819)	(3.626)
Otras deudas	—	(34)
Pagos por dividendos	(547)	(582)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación	(875)	(1.599)
AUMENTO/DISMINUCIÓN NETA DEL EFECTIVO O EQUIVALENTES	—	(1.272)
Efectivo o equivalentes al comienzo del ejercicio	2.300	3.136
Efectivo o equivalentes al final del ejercicio	2.300	1.864

Las notas 1 a 16 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos.

Índice de Notas explicativas a los Estados Financieros Intermedios resumidos a 30 de junio de 2026

Nota 1.	Información general	8
Nota 2.	Bases de presentación, comparativa y principios contables	8
Nota 3.	Políticas contables	9
Nota 4.	Principales riesgos e incertidumbres	12
Nota 5.	Inversiones en empresas del grupo y asociadas	16
Nota 6.	Inversiones financieras	21
Nota 7.	Patrimonio neto	22
Nota 8.	Provisiones	29
Nota 9.	Pasivos financieros	30
Nota 10.	Deudas con empresas del grupo y asociadas	33
Nota 11.	Importe neto de la cifra de negocios	35
Nota 12.	Información de la plantilla	36
Nota 13.	Información de las operaciones con partes vinculadas	36
Nota 14.	Información sobre miembros del Consejo de Administración y la Alta Dirección	37
Nota 15.	Pasivos contingentes por litigios y arbitrajes	39
Nota 16.	Acontecimientos posteriores al cierre	39

Notas explicativas a los Estados Financieros Intermedios resumidos a 30 de junio de 2026

Nota 1. Información general

Naturgy Energy Group, S.A. (en adelante la Sociedad), sociedad matriz del grupo Naturgy (en adelante, Naturgy), es una sociedad anónima constituida en 1843 y que tiene su domicilio social en Avda. América, 38 de Madrid, España. Con fecha 27 de junio de 2018 la Junta General de Accionistas acordó modificar la denominación social de la compañía que pasó a denominarse Naturgy Energy Group, S.A., anteriormente Gas Natural SDG, S.A.

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

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

La actividad ordinaria más relevante de la Sociedad corresponde a la administración y gestión de las participaciones en distintas sociedades filiales.

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

Nota 2. Bases de presentación, comparativa y principios contables

Las Cuentas anuales de la Sociedad correspondientes al ejercicio 2025 se aprobaron por la Junta General de Accionistas celebrada el 24 de marzo de 2026.

La información financiera intermedia resumida seleccionada ha sido preparada en relación con la publicación del informe financiero semestral requerido por el artículo 100 de la Ley 6/2023, de 17 de marzo, de los Mercados de valores y servicios de inversión, y de acuerdo con los principios y contenido previstos en los artículos 12 y 13 del Real Decreto 1362/2007, de 19 de octubre, en relación con los requisitos de transparencia relativos a la información sobre los emisores cuyos valores estén admitidos a negociación en un mercado secundario oficial o en otro mercado regulado de la Unión Europea y en la Circular 3/2018, de 28 de junio, sobre la información periódica de los emisores con valores admitidos a negociación en mercados regulados relativa a los informes financieros semestrales, por lo que no incluye toda la información que requerirían unos Estados financieros individuales intermedios completos preparados de acuerdo con los principios y normas de contabilidad generalmente aceptados en la normativa española. Por tanto, la información financiera intermedia deberá ser leída junto con las Cuentas anuales de la Sociedad, correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2025.

En consecuencia, no ha sido preciso repetir ni actualizar determinadas notas o estimaciones incluidas en las mencionadas Cuentas anuales de la Sociedad. En su lugar las notas explicativas seleccionadas adjuntas incluyen una explicación de los sucesos o variaciones que resultan, en su caso, significativos para la explicación de los cambios en la situación financiera y en los resultados de las operaciones, del resultado global, de los cambios en el patrimonio y de los flujos de efectivo de la Sociedad desde el 31 de diciembre de 2025, fecha de las Cuentas anuales de la Sociedad anteriormente mencionadas, hasta el 30 de junio de 2026.

Estos Estados Financieros Intermedios resumidos han sido obtenidos de los registros contables de la Sociedad y con objeto de mostrar la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 30 de junio de 2026 y de los resultados de la Sociedad, de los cambios en el patrimonio neto y de los flujos de efectivo producidos en la Sociedad en el periodo terminado en dicha fecha.

Las cifras contenidas en estos Estados Financieros Intermedios resumidos se muestran en millones de euros, que es la moneda funcional y de presentación de la Sociedad, salvo lo indicado expresamente en otra unidad.

Los Estados Financieros Intermedios resumidos a 30 de junio de 2026 presentan a efectos comparativos, con cada una de las partidas del balance, de la cuenta de pérdidas y ganancias, del estado de cambios en el patrimonio neto, del estado de flujos de efectivo y de las Notas explicativas, además de las cifras del ejercicio 2026, las correspondientes al ejercicio/periodo anterior, que formaban parte de las Cuentas anuales del ejercicio 2025 y de los Estados Financieros Intermedios resumidos a 30 de Junio de 2025.

Los Estados Financieros Intermedios resumidos consolidados de Naturgy a 30 de junio de 2026 han sido formulados por el Consejo de Administración el 21 de julio de 2026, y se han elaborado de acuerdo con la NIC 34 “Información financiera intermedia”. Las principales magnitudes, en millones de euros, que se desprenden de los mismos y que han sido objeto de revisión limitada, son las siguientes:

Activo total	40.778
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	9.580
Participaciones no dominantes	2.155
Importe neto de la cifra de negocios	10.097
Resultado consolidado del periodo atribuible a la Sociedad dominante	1.215

Nota 3. Políticas contables

Las políticas contables y normas de valoración utilizadas por la Sociedad para la elaboración de estos Estados Financieros Intermedios resumidos son las mismas que las utilizadas a 31 de diciembre de 2025, detalladas en la Nota 3 de las Cuentas anuales a 31 de diciembre de 2025.

3.1 Estimaciones e hipótesis contables significativas

La preparación de los Estados Financieros Intermedios resumidos requiere la realización de estimaciones e hipótesis. En la Nota 3.20 de las cuentas anuales a 31 de diciembre de 2025 se relacionan las normas de valoración que requieren una mayor cantidad de estimaciones.

A 30 de junio de 2026, las principales estimaciones son las siguientes:

a. Deterioro del valor de las inversiones en empresas del grupo y asociadas

La Sociedad, a 30 de junio de 2026, no ha identificado indicios generales de deterioro que requieran una revisión global de las estimaciones del valor recuperable de las inversiones en empresas del grupo y asociadas, actualizadas a cierre del ejercicio 2025 en base al Plan Estratégico 2025-2027, aprobado por el Consejo de Administración el 18 de febrero de 2025. Se han llevado a cabo análisis de situaciones específicas que a 30 de junio de 2026 han puesto de manifiesto la necesidad de registrar las dotaciones de deterioros o reversiones indicados en la Nota 5.

b. Cambio climático y transición energética

En continuidad con lo informado en las Cuentas anuales del ejercicio 2025, Naturgy mantiene su posición como actor relevante en la transición energética hacia un modelo progresivamente descarbonizado y eficiente. Durante el primer semestre de 2026, no se han producido cambios estructurales en la estrategia, si bien se han actualizado determinadas hipótesis, estimaciones y contexto regulatorio y geopolítico.

En coherencia con este propósito, Naturgy tiene un Plan de Transición Climática (PTC) donde se detallan las sendas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y los objetivos intermedios que se requieran según la normativa aplicable, que permitan comprender los esfuerzos de mitigación que realiza el Grupo.

Los objetivos de Naturgy de reducción de emisiones de GEI previstos para el año 2030 son los siguientes:

- Reducción de emisiones de Alcance 1 y 2 de un 36% respecto al año 2022 (año base del PTC), estando alineado con la senda de reducción del calentamiento global a 1,5°C.
- Reducción de las emisiones de Alcance 3 en España del 22% frente a 2022. Este objetivo está alineado con la senda de reducción “Well Below 2 Degrees” (WB2D). Si se consideran las emisiones del resto de países, la reducción de Alcance 3 se prevé en un 8%, también con respecto al año 2022.

A 30 de junio de 2026, la reducción respecto a 2022 ha sido de un 9,9% para las emisiones de Alcance 1 y 2. Durante el primer semestre de 2026, no se han realizado mediciones en relación con las emisiones de Alcance 3 (en 2025 la reducción para el Alcance 3 frente a 2022 fue de un 15%). En línea con lo acontecido durante gran parte de 2025, la evolución de las emisiones se ha visto condicionada por un mayor nivel de producción de las plantas de ciclo combinado de gas, requerido para garantizar la seguridad del suministro en España, en un contexto de elevada exigencia del sistema.

Para alcanzar los objetivos establecidos en el PTC, Naturgy continuará promoviendo y liderando un modelo de negocio y un plan de inversiones completamente alineados con el trilema energético: la seguridad de suministro, la accesibilidad y asequibilidad de la energía y la mitigación del impacto ambiental.

El Plan Estratégico de Naturgy 2025-2027, contempla seguir invirtiendo en la transición energética, destinando las principales inversiones a generación renovable, redes eléctricas y gases renovables. Además, se prevé continuar desarrollando soluciones energéticas que promuevan la eficiencia a un coste competitivo para los clientes.

En este sentido, las principales líneas de acción del PTC contempladas en el Plan Estratégico 2025-2027 emanan de un modelo de negocio integrado de electricidad y gas que promueve la descarbonización de la energía a través de la neutralidad tecnológica y al menor coste posible para los consumidores, concretamente:

- Promover las energías renovables solar y eólica en la generación de electricidad junto con el crecimiento necesario de las redes eléctricas y con la energía de respaldo que aportan los ciclos combinados de gas natural.
- Desarrollar los gases renovables como palanca para la descarbonización del gas natural a través del biometano producido a partir de residuos orgánicos y, a medio/largo plazo, del hidrógeno verde generado con excedentes de electricidad renovable. Con ello, se promueve la descarbonización al menor coste posible para el consumidor y la economía circular con el uso de los residuos o excedentes.
- Ofrecer productos y servicios ecoeficientes y neutros en carbono a precios competitivos a nuestros clientes.
- Mayor electrificación de la demanda final en aquellos usos donde sea más eficiente.

El PTC de Naturgy contribuirá al objetivo futuro de transformación del mix energético contemplado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para el periodo 2023-2030, aprobado por el Consejo de Ministros del gobierno de España el 24 de septiembre de 2024, alineado también con el objetivo europeo de neutralidad climática en 2050 en la Unión Europea (UE). Para el resto de los países en los que se opera, se han tenido en cuenta los planes nacionales publicados y las sendas de reducción de GEI de la Agencia Internacional de la Energía en el escenario “Net Zero Roadmap”.

La información sobre el PTC, la estrategia de descarbonización del Grupo y los objetivos de reducción de emisiones de GEI se desglosan en el capítulo “E1- Cambio climático” del Estado de Información no Financiera Consolidado e Información sobre Sostenibilidad del Grupo del ejercicio 2025, que se prepara siguiendo las recomendaciones del Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD), cuyo seguimiento se integra actualmente en el ámbito de actuación del Consejo de Normas Internacionales de Sostenibilidad (ISSB por sus siglas en inglés).

Estos Estados financieros intermedios resumidos se han elaborado considerando los compromisos de descarbonización adquiridos por Naturgy, así como los riesgos e incertidumbres relacionados con el cambio climático y la descarbonización de la economía. Las principales estimaciones y juicios contables realizados están relacionados con los efectos previstos por el cambio climático y la transición energética en la recuperabilidad de las inversiones en empresas del grupo y asociadas, los activos por impuesto diferidos, la regulación, la distribución de dividendos y los riesgos físicos que pueden afectar a sus activos.

c. Riesgos e incertidumbres geopolíticos

Durante el primer semestre de 2026, el entorno geopolítico global ha continuado caracterizándose por un elevado nivel de incertidumbre, una creciente fragmentación geoeconómica y una especial sensibilidad de los mercados energéticos a la evolución de los distintos focos de tensión internacional.

En este contexto, durante el primer semestre de 2026 se ha registrado un incremento relevante de la tensión geopolítica en Oriente Medio, en particular como consecuencia del conflicto entre Estados Unidos e Irán iniciado a finales de febrero de 2026. Esta situación ha tenido incidencia en determinadas infraestructuras energéticas y en rutas estratégicas de transporte de hidrocarburos, contribuyendo a un aumento del nivel de precios y de la volatilidad en los mercados internacionales del petróleo y del gas, así como de la prima de riesgo geopolítico, si bien sin impacto físico directo en las fuentes de aprovisionamiento del Grupo.

En línea con lo anterior, durante el primer trimestre de 2026 se observó un repunte relevante de los precios del gas, acompañado de un aumento de la volatilidad, manteniéndose durante el segundo trimestre en niveles similares a los alcanzados tras dicho repunte.

Por su parte, el conflicto bélico entre Ucrania y Rusia, iniciado en febrero de 2022, continúa sin señales claras de una posible resolución, manteniendo un factor de riesgo estructural en los mercados energéticos internacionales. En el ámbito regulatorio, las instituciones comunitarias mantienen su orientación estratégica hacia la reducción progresiva de la dependencia energética respecto de Rusia. En este sentido, continúan vigentes las medidas adoptadas en meses anteriores.

Con fecha 23 de octubre de 2025, el Consejo de la Unión Europea adoptó el 19º paquete de sanciones contra Rusia, que incluye, entre otras medidas, la prohibición, a partir del 1 de enero de 2027, de la compra, importación o transferencia, directa o indirecta, de gas natural licuado (GNL) originado en o exportado desde Rusia bajo contratos de duración superior a un año suscritos antes del 17 de junio de 2025, quedando los contratos a corto plazo prohibidos desde abril de 2026. La vigencia de este régimen sancionador fue prorrogada el 22 de diciembre de 2025 hasta el 31 de julio de 2026 y posteriormente, el 25 de junio de 2026, hasta el 31 de julio de 2027.

Asimismo, el Consejo y el Parlamento Europeo alcanzaron un acuerdo para la aprobación de un Reglamento, finalmente publicado el 2 de febrero de 2026, que establece la prohibición de las importaciones de gas natural ruso, tanto por gasoducto como en forma de GNL. Esta normativa prevé la entrada en vigor de la prohibición de importación a la Unión Europea en el caso de los contratos de GNL a largo plazo, a partir del 1 de enero de 2027, siempre que hubieran sido suscritos antes del 17 de junio de 2025 y no modificados con posterioridad, y en el caso de los contratos de gas por gasoducto a partir del 30 de septiembre de 2027, incluyendo un régimen transitorio para contratos existentes y requisitos de autorización previa para garantizar su cumplimiento.

La Comisión Europea ha manifestado que dicha prohibición se consideraría un supuesto de fuerza mayor para las empresas titulares de contratos de suministro a largo plazo, de modo que el incumplimiento de los compromisos de recepción del gas no generaría responsabilidad para el comprador.

Naturgy mantiene, como parte de su cartera de aprovisionamiento, un contrato de gas natural licuado a largo plazo de origen ruso suscrito en 2013 con Yamal LNG, que incluye cláusulas take-or-pay hasta el año 2041 para un volumen de 38 TWh anuales. Desde el inicio del conflicto entre Rusia y Ucrania, Naturgy ha venido recibiendo los volúmenes estrictamente establecidos en el contrato. Durante el primer semestre de 2026, los volúmenes suministrados bajo este contrato han mantenido un peso de aproximadamente el 20%, similar al observado en ejercicios anteriores dentro del aprovisionamiento global del Grupo (16% en 2025).

A excepción de lo indicado anteriormente, Naturgy no mantiene otros contratos de suministro a largo plazo que pudieran verse afectados por las sanciones actualmente en vigor, ni posee participaciones en sociedades que operen en Rusia o Bielorrusia, ni inversiones, saldos de efectivo u otros activos líquidos equivalentes que resulten indisponibles como consecuencia de las medidas y sanciones mencionadas.

Adicionalmente, el contexto geopolítico global continúa viéndose afectado por crecientes fricciones comerciales y regulatorias entre las principales economías, que se traducen en una volatilidad persistente en los precios de la energía y de otras materias primas, así como en potenciales interrupciones en las cadenas de suministro y en los plazos de ejecución de proyectos. En este entorno, el Grupo mantiene una estrategia de mitigación basada en la diversificación de fuentes de suministros y aprovisionamientos, la gestión activa de inventarios estratégicos, la planificación flexible de proyectos, el uso de contratos con cláusulas de contingencia, la evaluación continua de riesgos logísticos y colaboración con operadores para asegurar rutas alternativas, así como planes de contingencia orientados a garantizar la continuidad de las operaciones.

En relación con otras geografías, los acontecimientos recientes en Venezuela no han tenido un impacto relevante en el Grupo, al no mantener éste exposiciones operativas o financieras significativas en dicho país.

Dado que se trata de un escenario en constante evolución y que resulta complejo anticipar en qué medida y durante cuánto tiempo los distintos conflictos geopolíticos podrían continuar afectando al entorno macroeconómico y a los mercados energéticos, Naturgy realiza un seguimiento permanente de las variables económicas, regulatorias y de negocio relevantes, con el objetivo de disponer en tiempo real de la mejor estimación posible de los potenciales impactos, teniendo en consideración las recomendaciones de los organismos nacionales y supranacionales de supervisión.

Nota 4. Principales riesgos e incertidumbres

Los principales riesgos e incertidumbres están desglosados en la Nota 14 de las Cuentas anuales del ejercicio 2025. A continuación, se actualizan los principales aspectos sobre los riesgos financieros a 30 de junio de 2026.

Gestión del riesgo

Los principales aspectos sobre los riesgos financieros a 30 de junio de 2026 son:

Riesgo de tipo de interés

El objetivo de la gestión del riesgo de tipos de interés es mantener un equilibrio entre la deuda variable y fija que permita reducir los costes de la deuda financiera dentro de los parámetros de riesgo establecidos.

La Sociedad utiliza permutas financieras para gestionar su exposición a fluctuaciones en los tipos de interés cambiando deuda a interés variable por deuda a tipo fijo.

El 62% de la deuda de Naturgy a 30 de junio de 2026 es a tipo fijo, limitando por tanto la exposición a la variación de tipos de interés.

La sensibilidad del resultado y del patrimonio (Ajustes por cambios de valor) de la Sociedad a la variación de los tipos de interés es la siguiente:

	Incremento/descenso en el tipo de interés (puntos básicos)	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
30 de junio de 2026	50	(21)	17
	(50)	21	(17)
31 de diciembre de 2025	50	(18)	21
	(50)	18	(21)

Durante el primer semestre de 2026, la inflación en la Zona Euro mostró una evolución más volátil que en 2025. Tras mantenerse inicialmente en niveles próximos al objetivo del Banco Central Europeo (BCE), las presiones inflacionistas repuntaron durante la primavera, impulsadas principalmente por el encarecimiento de la energía en un contexto de mayores tensiones geopolíticas internacionales. Como consecuencia, las perspectivas de inflación para 2026 fueron revisadas al alza respecto a las estimaciones realizadas a finales de 2025.

En este contexto, el Banco Central Europeo mantuvo una postura prudente durante gran parte del semestre. No obstante, ante el aumento de los riesgos inflacionistas, especialmente los derivados del encarecimiento de la energía, el Consejo de Gobierno acordó en junio de 2026 una subida de 25 puntos básicos de sus tipos de interés oficiales. Como resultado, el tipo de interés de las operaciones principales de financiación pasó a situarse en el 2,40% al cierre del semestre.

Riesgo de tipo de cambio

Para mitigar estos riesgos Naturgy financia, en la medida de lo posible, sus inversiones en moneda local. Asimismo, intenta hacer coincidir, siempre que sea posible, los costes e ingresos referenciados en una misma divisa, así como los importes y vencimiento de activos y pasivos que se derivan de las operaciones denominadas en divisas diferentes del euro.

Para las posiciones abiertas, los riesgos en monedas que no sean la moneda funcional son gestionados, de considerarse necesario, mediante la contratación de permutas financieras y seguros de cambio dentro de los límites aprobados de instrumentos de cobertura.

La divisa diferente del euro en que más opera la Sociedad es el dólar estadounidense. La sensibilidad del resultado y del patrimonio (Ajustes por cambios de valor) de la Sociedad a una variación del 5% (incremento y decremento) del tipo de cambio del dólar frente al euro no tiene impactos significativos.

Riesgo de commodity

La volatilidad en los precios de las materias primas energéticas (gas natural, petróleo, electricidad) constituye un riesgo significativo para el Grupo, dado su impacto directo en los costes de aprovisionamiento y en los márgenes comerciales. Factores geopolíticos, como tensiones en regiones productoras o cambios en políticas de exportación, pueden alterar la oferta y demanda global, generando fluctuaciones abruptas en los precios.

Una parte importante de los resultados de explotación de Naturgy está vinculada a la compra de gas para el suministro de una cartera diversificada de clientes.

Mayoritariamente estos contratos de aprovisionamiento de gas se firman a largo plazo con unos precios de compra en base a una combinación de distintos precios de commodities, básicamente precios del crudo y sus derivados, y a los hubs de gas natural.

Sin embargo, los precios de venta a los clientes finales se firman por lo general a corto/medio plazo y vienen condicionados por el equilibrio oferta/demanda que existe en cada momento en el mercado de gas. Esto puede implicar un desacople con los precios de aprovisionamiento de gas.

Por tanto, Naturgy se encuentra expuesto al riesgo de variación del precio del aprovisionamiento del gas con respecto al precio de venta de los clientes finales. La exposición a este riesgo se gestiona y mitiga por cobertura natural tratando de equilibrar las exposiciones a commodities de ambos precios. Adicionalmente algunos contratos de suministro permiten gestionar esta exposición mediante mecanismos de flexibilidad de volúmenes y de revisión de precios.

Cuando no es posible lograr una cobertura natural se gestiona la posición, dentro de parámetros de riesgo razonables, contratando derivados para reducir la exposición al riesgo de desacoplamiento de precio, designándose generalmente como instrumentos de cobertura. No obstante, podrían producirse ineficacias en estas coberturas causadas por la modificación de las fechas previstas de las operaciones de compra y venta, por la reducción respecto a los volúmenes cubiertos y por el desacoplamiento respecto de los índices cubiertos en las operaciones de compra y venta.

En los negocios integrados de electricidad, la exposición agregada de la compañía viene determinada por el posicionamiento estratégico generación/comercialización y por las políticas de precios de venta finales en la comercialización eléctrica.

A finales de 2021 los precios del gas iniciaron una escalada hasta alcanzar niveles máximos en 2022, impulsados por los efectos de la guerra en Ucrania y la reducción de suministros rusos. A partir de 2023, se observó una corrección a la baja que condujo a una fase de relativa estabilidad hacia el cierre del primer semestre de 2024. Posteriormente, se produjo un repunte significativo hasta comienzos de 2025, seguido de una nueva corrección que dio lugar a un entorno de mayor estabilidad hacia finales del primer semestre de 2025. Durante el segundo semestre de 2025, las conversaciones de alto el fuego entre Ucrania y Rusia, los elevados niveles de almacenamiento, la diversificación de las fuentes de suministro y una demanda moderada, contribuyeron a situar los precios europeos del gas natural a niveles más bajos, en torno a los niveles alcanzados en el primer semestre de 2024.

No obstante, este contexto de estabilidad se ha visto alterado de forma significativa en el primer semestre de 2026 como consecuencia del conflicto armado entre Estados Unidos e Irán, que ha generado tensiones en los mercados energéticos globales. En particular, los riesgos asociados a las principales rutas de transporte energético, entre ellas el Estrecho de Ormuz, han contribuido a un repunte de los precios internacionales del gas.

En paralelo, como consecuencia del 19º paquete de sanciones del Consejo Europeo vigente actualmente hasta el 31 de julio de 2027 o por efecto del Reglamento europeo de importaciones publicado el 2 de febrero de 2026 y vigente de manera indefinida, surgen implicaciones sobre el contrato de aprovisionamiento de GNL a largo plazo de origen Yamal que se describe en el apartado 3.1.c de estos Estados financieros intermedios resumidos. El Grupo cuenta con una cartera de aprovisionamientos diversificada, que contribuirá a mitigar el impacto potencial de la citada normativa europea.

La sensibilidad de los distintos segmentos a los precios del petróleo, gas y electricidad es la siguiente:

- Distribución de gas y electricidad: Es una actividad regulada cuyos ingresos y márgenes están vinculados a los servicios prestados gestionando infraestructuras de distribución, con independencia de los precios de las commodities distribuidas.
- Comercialización de gas y electricidad: Los márgenes de las actividades de comercialización de gas y electricidad están directamente afectados por los precios de las materias primas. En este sentido, Naturgy cuenta con una política de riesgos que determina, entre otras, el rango de tolerancia de la compañía, definido mediante los límites de riesgo en vigor. Entre las medidas empleadas para mantener el riesgo dentro de los límites establecidos, destaca una política de gestión activa de aprovisionamientos, balance entre las fórmulas de adquisición y venta y cobertura puntual de operaciones, con el fin de maximizar el binomio riesgo-beneficio. Complementariamente a la política antes mencionada, Naturgy cuenta en gran parte de la cartera de sus aprovisionamientos con mecanismos, a través de cláusulas, de revisión de precios de carácter ordinario y extraordinario. Dichas cláusulas permiten, a medio plazo, la modulación de impactos ante eventuales desacoples entre los precios de venta de Naturgy en sus mercados y la evolución de los precios de su cartera de aprovisionamientos.

Riesgo de crédito

En lo referente al riesgo de crédito, Naturgy refleja las deudas comerciales en el Balance netas de provisiones de insolvencias, estimadas por la Sociedad en función de la antigüedad de la deuda y la experiencia de ejercicios anteriores conforme a la previa segregación de carteras de clientes y del entorno económico actual.

El riesgo de crédito de Naturgy correspondiente a las cuentas a cobrar por su actividad comercial es históricamente limitado debido, por un lado, al corto plazo de cobro a los clientes que no acumulan individualmente importes muy significativos antes de que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente y por otro lado, por las medidas de gestión de riesgo establecidas que optimizan la calidad crediticia de la cartera global e implantan medidas de mitigación complementarias.

En cuanto a otras exposiciones con contrapartes, como en el caso de las operaciones con derivados financieros y colocación de excedentes de tesorería, para mitigar el riesgo de crédito, éstas se realizan en bancos e instituciones financieras de alta solvencia acorde con los criterios exigidos internamente. En el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2026 y en el ejercicio 2025 no se han producido impagos o quebrantos significativos.

Del análisis de antigüedad de los activos financieros se concluye que no existen activos financieros en mora no deteriorados a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025.

El análisis de antigüedad de los activos financieros y las provisiones por deterioro de los mismos a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

30.06.2026	Total	Corriente	De 0-180 días	De 180-360 días	Más de 360 días
Cientes por ventas y prestaciones de servicios	13	—	—	—	13
Provisión por deterioro	13	—	—	—	13

31.12.2025	Total	Corriente	De 0-180 días	De 180-360 días	Más de 360 días
Cientes por ventas y prestaciones de servicios	13	—	—	—	13
Provisión por deterioro	13	—	—	—	13

Respecto al riesgo de crédito de proveedores, Naturgy garantiza la solvencia de cada uno de los suministradores de productos y servicios a través de la revisión recurrente de su información financiera, especialmente antes de una nueva contratación. Para ello en función de la criticidad del proveedor en cuanto a su servicio o concentración, se aplican los criterios de valoración correspondientes. Dicho procedimiento está soportado por los mecanismos y sistemas de control y gestión de proveedores.

A 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, la Sociedad no tenía concentraciones significativas de riesgo de crédito.

Naturgy mantiene actualizado su modelo de gestión de riesgo de crédito con las previsiones económicas en los principales países donde opera, teniendo en cuenta diversos factores entre los que se encuentran los conflictos geopolíticos actuales que afectan la economía y los mercados financieros mundiales (véase Nota 3.1), sin que hayan tenido un impacto significativo en los estados financieros intermedios a 30 de junio de 2026 y en las Cuentas anuales a 31 de diciembre de 2025, derivado del cambio de comportamiento de pago de sus deudores.

Riesgo de liquidez

A 30 de junio de 2026, la Sociedad presenta un fondo de maniobra positivo por importe de 72 millones de euros (847 millones de fondo de maniobra negativo a 31 de diciembre de 2025). A 30 de junio de 2026, las disponibilidades de liquidez alcanzan los 7.556 millones de euros (7.550 millones de euros a 31 de diciembre de 2025), considerando el efectivo y otros activos líquidos equivalentes por importe de 2.300 millones de euros (2.300 millones de euros a 31 de diciembre de 2025), junto con la financiación bancaria y líneas de crédito no dispuestas por importe de 5.256 millones de euros (5.250 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

Adicionalmente, se dispone de capacidad para emitir deuda en mercado de capitales no utilizada por importe de 8.768 millones de euros (8.181 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

Naturgy ha analizado los posibles efectos del entorno geopolítico, considerando tanto el conflicto entre Estados Unidos e Irán y el conflicto en Ucrania, como la volatilidad en los mercados energéticos y financieros, con el fin de evaluar su capacidad para atender las obligaciones a corto plazo y mantener la liquidez en los distintos negocios que lo conforman. Tras este análisis, no se han identificado impactos significativos, ni riesgos adicionales. Naturgy mantiene una posición de liquidez robusta, respaldada por líneas de crédito disponibles y una adecuada diversificación de fuentes de financiación, incluyendo el acceso a los mercados de capitales. Esta posición permite cubrir holgadamente los vencimientos de deuda previstos en el corto plazo y atender los compromisos financieros.

Gestión del capital

El principal objetivo de la gestión del capital de la Sociedad es asegurar una estructura financiera que optimice el coste de capital manteniendo una sólida posición financiera, para compatibilizar la creación de valor para el accionista con el acceso a los mercados financieros a un coste competitivo para cubrir las necesidades de financiación.

Naturgy considera como indicador de los objetivos fijados para la gestión del capital mantener en el largo plazo un nivel de apalancamiento de alrededor del 50%.

La clasificación crediticia de la deuda de la Sociedad a largo plazo es la siguiente:

	30.06.2026	31.12.2025
Standard & Poor's (S&P)	BBB (*)	BBB (*)
Fitch	BBB (*)	BBB (*)

(*) S&P: Perspectiva estable, Fitch: Perspectiva estable

Nota 5. Inversiones en empresas del grupo y asociadas

La clasificación de las inversiones en empresas del grupo y asociadas por categorías al 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 es la siguiente:

A 30.06.2026	Activos Financieros a coste	Activos Financieros a coste Amortizado	Total
Instrumentos de Patrimonio	15.885	—	15.885
Créditos	—	11.903	11.903
No Corriente	15.885	11.903	27.788
Créditos	—	1.340	1.340
Otros activos financieros	—	125	125
Corriente	—	1.465	1.465
TOTAL	15.885	13.368	29.253

A 31.12.2025	Activos Financieros a coste	Activos Financieros a coste Amortizado	Total
Instrumentos de Patrimonio	15.855	—	15.855
Créditos	—	11.920	11.920
No Corriente	15.855	11.920	27.775
Créditos	—	957	957
Corriente	—	957	957
TOTAL	15.855	12.877	28.732

Las variaciones experimentadas en el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2026 y en el ejercicio 2025 de las partidas que componen las inversiones en empresas del grupo y asociadas no corrientes son las siguientes:

	Participaciones en empresas del grupo	Créditos a empresas del grupo	Participaciones en empresas asociadas	Total
Saldo a 1.01.2025	15.990	12.661	4	28.655
Aumentos	3	33	—	36
Desinversiones	(184)	(37)	—	(221)
Reclasificación	—	(1.188)	—	(1.188)
Dotación/reversión provisiones	65	—	—	65
Saldo a 30.06.2025	15.874	11.469	4	27.347
Aumentos	12	84	—	96
Desinversiones	—	(1)	—	(1)
Reclasificación	—	368	—	368
Dotación/reversión provisiones	(35)	—	—	(35)
Saldo a 31.12.2025	15.851	11.920	4	27.775
Aumentos	74	100	—	174
Desinversiones	—	(5)	—	(5)
Reclasificación	—	(112)	—	(112)
Dotación/reversión provisiones	(44)	—	—	(44)
Saldo a 30.06.2026	15.881	11.903	4	27.788

Las principales operaciones societarias llevadas a cabo por la Sociedad han sido las siguientes:

Periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2026

- Adquisición de 5 acciones en la sociedad Gas Natural Comercializadora, S.A. a la sociedad del grupo La Propagadora del Gas, S.A. pasando a ser la Sociedad el accionista único de la misma por un importe de 0,1 millones de euros.
- Adquisición del 84,97% de la participación en la sociedad Lean Grids Services, S.L. por un importe de 3 millones de euros, convirtiéndose la Sociedad en accionista único de la misma, puesto que ya disponía del 15,03% restante a 31 de diciembre de 2025. Asimismo, la participación se ha reclasificado en el Balance de la Sociedad, del epígrafe “Inversiones financieras” a “Inversiones en empresas del grupo”.
- En base a la escisión parcial de la rama de actividad de comercialización de gas, electricidad y resto de servicios en el ámbito energético a clientes industriales llevada a cabo por la sociedad Gas Natural Comercializadora, S.A.U a favor de Naturgy Clientes Empresas, S.A.U. (anteriormente denominada Naturgy Iberia, S.A.), la Sociedad reajusta su participación en ambas sociedades aumentando el valor en Naturgy Clientes Empresas, S.A. por un importe de 275 millones de euros, que es el valor razonable del negocio aportado, y reduciendo la participación en Gas Natural Comercializadora, S.A.U por un importe de 204 millones de euros, aflorando en Reservas la plusvalía tácita por el negocio aportado por importe de 71 millones de euros.

Periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2025

- Aportación dineraria para compensación de pérdidas de la sociedad Naturgy Innovahub, S.L.U. por importe de 2 millones de euros.
- Se registró como disminución del valor contable de la participación en la sociedad Naturgy Generación, S.L.U. la distribución de dividendos por importe de 83 millones de euros.

- Se registró como disminución del valor contable de la participación en la sociedad Naturgy Engineering, S.L. parte de la distribución de dividendos por importe de 1 millón de euros.
- Adquisición de 70 acciones en la sociedad Naturgy Iberia, S.A. a la sociedad del grupo La Propagadora del Gas, S.A. pasando a ser la Sociedad el accionista único de la misma por un importe de 0,1 millones de euros.
- En el marco del vencimiento anticipado del plan de incentivo variable a largo plazo (ILP) aprobado por el Consejo de Administración con fecha 18 de febrero de 2025 (Nota 7), Naturgy Participaciones, S.A.U. procedió a la distribución de la prima de emisión por importe de 100 millones de euros, así como del excedente generado desde la adquisición de las acciones de Naturgy Energy Group, S.A., por importe de 95 millones de euros. La distribución de la prima de emisión se registró como disminución del valor contable de la participación en esta sociedad, y los excedentes distribuidos en Otros instrumentos de patrimonio con contrapartida a la cuenta a pagar por la compra de las acciones realizada en fecha 14 de mayo de 2025 (Nota 7).

Pérdidas por deterioro del valor de los activos

A 30 de junio de 2026 se ha registrado una pérdida por deterioro de participaciones en empresas del grupo y asociadas por importe de 57 millones de euros (65 millones de euros a 30 de junio de 2025 como ingreso neto por la reversión de deterioro) en el epígrafe “Deterioro y pérdidas de participaciones en instrumentos de patrimonio en empresas del grupo y asociadas” de la Cuenta de pérdidas y ganancias intermedia, de los que 13 millones de euros se consideran como provisiones para riesgos y que se detalla a continuación:

	30.06.2026	30.06.2025
Comercializadora Regulada, Gas & Power, S.A.	(76)	—
Naturgy Commodities Trading, S.A.	(26)	2
Naturgy Participaciones, S.A.U.	(5)	—
General de Edificios y Solares, S.L.	(4)	1
Naturgy Engineering, S.L.	1	(1)
Naturgy Innovahub, S.L.U.	1	—
Naturgy Generación, S.L.U.	53	65
Naturgy Finance Iberia, S.A.U.	—	(2)
Otras	(1)	—
Total	(57)	65

A 30 de junio de 2026:

Las pérdidas por dotaciones de deterioro de participaciones de empresas del grupo y asociadas durante los seis primeros meses del ejercicio 2026 corresponden a:

– Comercializadora Regulada Gas&Power, S.A.:

Se registra una dotación de la provisión de deterioro por un importe de 76 millones de euros correspondiente a la participación en Comercializadora Regulada Gas&Power, S.A. motivado por la insuficiencia retributiva de la tarifa para las ventas reguladas de gas y electricidad de esta sociedad comercializadora. El deterioro acumulado a 30 de junio de 2026 asciende a 126 millones de euros.

– Naturgy Commodities Trading, S.A.:

Se registra una dotación de la provisión de deterioro por un importe de 14 millones de euros correspondiente a la participación en Naturgy Commodities Trading, S.A. por la evolución desfavorable de la sociedad, quedando la participación totalmente deteriorada. El deterioro acumulado a 30 de junio de 2026 asciende a 43 millones de euros. Asimismo, de acuerdo a las pérdidas adicionales generadas por esta participada durante el primer semestre de 2026 la Sociedad ha registrado una provisión para riesgos futuros por importe de 12 millones de euros en el epígrafe “Provisiones” en el pasivo del Balance.

– **Naturgy Participaciones, S.A.U:**

Se registra un deterioro de 5 millones de euros de la participación en Naturgy Participaciones, S.A.U por la disminución de sus fondos propios tras la distribución del dividendo complementario del ejercicio 2025 de esta sociedad. El deterioro acumulado a 30 de junio de 2026 asciende a 10 millones de euros.

– **General de Edificios y Solares, S.L:**

Se registra un deterioro de 4 millones de euros en la participación de esta sociedad por la evolución negativa de sus fondos propios durante el primer semestre de 2026. El deterioro acumulado a 30 de junio de 2026 asciende a 4 millones de euros.

– **Otras:**

Corresponde principalmente, entre otras, a la provisión para riesgos futuros por importe de 1 millón de euros registrada por la Sociedad en la participación de Naturgy Servicios Redes, S.A., totalmente deteriorada a 30 de junio de 2026, derivada de las pérdidas acontecidas en esa participada durante el primer semestre de 2026.

Adicionalmente, a 30 de junio de 2026 se ha registrado reversión de dotaciones de deterioro en las siguientes participaciones:

– **Naturgy Generación, S.L.U.:**

A 30 de junio de 2026, se ha registrado una reversión de 53 millones de euros de la provisión por deterioro de la participación en esta sociedad que corresponde a la UGE de Generación de Electricidad Hidráulica de España, de acuerdo a la evolución positiva respecto al Plan estratégico 2025-2027, aprobado el pasado 18 de febrero de 2025.

El deterioro acumulado a 30 de junio de 2026 es de 1.886 millones de euros.

– **Naturgy Innovahub, S.L.U.:**

Se registra una reversión de la provisión de deterioro por un importe de 1 millón de euros correspondiente a la participación en Naturgy Innovahub, S.L.U. por la evolución favorable de la sociedad. El deterioro acumulado a 30 de junio de 2026 asciende a 6 millones de euros.

– **Naturgy Engineering, S.L:**

Se registra una reversión de la provisión por deterioro de 1 millón de euros en la participación de esta sociedad por la evolución positiva de sus fondos propios durante el primer semestre de 2026. El deterioro acumulado a 30 de junio de 2026 asciende a 5 millones de euros.

A 30 de junio de 2025:

Los ingresos por la reversión de provisiones por deterioro de participaciones de empresas del grupo y asociadas más significativos durante los seis primeros meses del ejercicio 2025 correspondían a:

– **Naturgy Generación, S.L.U.:**

A 30 de junio de 2025, se registró una reversión de 65 millones de euros de la provisión por deterioro de la participación en esta sociedad que corresponde a la UGE de Generación de Electricidad Hidráulica de España.

El deterioro acumulado a 30 de junio de 2025 era de 1.950 millones de euros.

Las hipótesis y proyecciones que afectaron a la UGEs de Generación de Electricidad Hidráulica se basaron en la mejor información prospectiva que existía a la fecha.

— **Naturgy Commodities Trading, S.A.:**

Se registra una reversión de la provisión del deterioro por un importe de 2 millones de euros correspondiente a la participación en Naturgy Commodities Trading, S.A. por la evolución favorable de la sociedad. El deterioro acumulado a 30 de junio de 2025 ascendía a 29 millones de euros.

— **General de Edificios y Solares, S.L.:**

A 30 de junio de 2025, se registró una reversión de 1 millón de euros de la provisión por deterioro de la participación en esta sociedad de acuerdo a la evolución de su patrimonio neto. El deterioro acumulado a 30 de junio de 2025 fue de 4 millones de euros.

Adicionalmente, a 30 de junio de 2025 se registraron deterioros en las siguientes participaciones:

— **Naturgy Finance Iberia, S.A.U.:**

Se registró un deterioro por importe de 2 millones de euros. El deterioro acumulado a 30 de junio de 2025 ascendió a 2 millones de euros.

— **Naturgy Engineering S.L.:**

Deterioro por importe de 1 millón de euros. El deterioro acumulado a 30 de junio de 2025 ascendía a 6 millones de euros.

Créditos a empresas del grupo y asociadas y otros activos financieros

A 30 de junio de 2026, los créditos a empresas del grupo y asociadas no corrientes ascienden a 11.903 millones de euros (11.920 millones de euros a 31 de diciembre de 2025), siendo sus vencimientos los siguientes:

Vencimiento	A 30.06.2026	A 31.12.2025
2027	1.996	3.087
2028	2.161	2.256
2029	3.535	2.499
2030	1.081	1.080
2031 y posteriores	3.130	2.998
Total	11.903	11.920

Las variaciones experimentadas en el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2026 y en el ejercicio 2025 de las partidas que componen los créditos y otros activos financieros corrientes son:

	Créditos a empresas del grupo y asociadas	Otros activos financieros	Total
Saldo a 1.1.2025	1.224	2	1.226
Aumentos	306	631	937
Desinversiones	(6)	—	(6)
Reclasificaciones/Traspasos	2	—	2
Saldo a 30.06.2025	1.526	633	2.159
Aumentos	(7)	(631)	(638)
Desinversiones	(200)	—	(200)
Reclasificaciones/Traspasos	(362)	—	(362)
Diferencias de cambio	—	(2)	(2)
Saldo a 31.12.2025	957	—	957
Aumentos	8	125	133
Desinversiones	(1)	—	(1)
Reclasificaciones/Traspasos	376	—	376
Saldo a 30.06.2026	1.340	125	1.465

No existen diferencias significativas entre los valores contables y los valores razonables en Créditos a empresas del grupo y asociadas y otras partidas a cobrar.

El epígrafe “Créditos a empresas del grupo y asociadas” corrientes recoge los créditos con las empresas del grupo por un importe de 1.254 millones de euros (879 millones de euros a 31 de diciembre de 2025), que incluyen los saldos a cobrar con empresas del grupo relativos a la tributación consolidada del impuesto de sociedades por 161 millones de euros y los relativos a la tributación de IVA consolidado por importe de 2 millones de euros (162 millones de euros en 2025 relativos a la tributación consolidada del Impuesto de sociedades y 1 millón de euros relativos a la tributación de IVA consolidado, ambos a 31 de diciembre de 2025). Adicionalmente se recogen los intereses devengados pendientes de cobro por 86 millones de euros (78 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

Los créditos a empresas del grupo y empresas asociadas han devengado a 30 de junio de 2026 un tipo de interés del 5,26% (4,95% en el primer semestre de 2025) para los no corrientes y un tipo de interés del 3,18% (3,46% en el primer semestre de 2025) para los corrientes.

A 30 de junio de 2026 el saldo de dividendos pendientes de cobro es de 125 millones de euros, registrados en el epígrafe de “Otros activos financieros corrientes” (no existía saldo a 31 de diciembre de 2025).

Nota 6. Inversiones financieras

El detalle de las inversiones financieras clasificadas por clases y categorías a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

A 30 de junio de 2026	Activos financieros a coste amortizado	A coste	Derivados de cobertura	Total
Instrumentos de patrimonio	—	3	—	3
Derivados	—	—	19	19
Otros activos financieros	4	—	—	4
Inversiones financieras no corrientes	4	3	19	26
Derivados	—	—	12	12
Otros activos financieros	1	—	—	1
Inversiones financieras corrientes	1	—	12	13
Total	5	3	31	39

A 31 de diciembre de 2025	Activos financieros a coste amortizado	A coste	Derivados de cobertura	Total
Instrumentos de patrimonio	—	3	—	3
Derivados	—	—	18	18
Otros activos financieros	4	—	—	4
Inversiones financieras no corrientes	4	3	18	25
Derivados	—	—	8	8
Otros activos financieros	1	—	—	1
Inversiones financieras corrientes	1	—	8	9
Total	5	3	26	34

La clasificación de los activos financieros registrados a valor razonable a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, es la siguiente:

	30.06.2026				31.12.2025			
Activos financieros	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total
Valor razonable con cambios a resultados	—	31	—	31	—	26	—	26
Total	—	31	—	31	—	26	—	26

Activos financieros a coste

A 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 la totalidad de los activos financieros a coste corresponden a participaciones no cotizadas.

Activos financieros a coste amortizado

El saldo a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 corresponde al siguiente detalle:

	A 30.06.2026	A 31.12.2025
Depósitos y fianzas	4	4
No Corriente	4	4
Depósitos y fianzas	1	1
Corriente	1	1
Total	5	5

El valor razonable y el valor contable de estos activos no difieren de forma significativa.

Nota 7. Patrimonio neto

Los principales componentes del Patrimonio neto se detallan a continuación:

Capital social y Prima de emisión

Las variaciones durante el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2026 y en el ejercicio 2025 del número de acciones y las cuentas de Capital social y Prima de emisión han sido las siguientes:

	Número de acciones	Capital social	Prima de emisión	Total
A 1 de enero de 2025	969.613.801	970	3.808	4.778
Variación	—	—	—	—
A 31 de diciembre de 2025	969.613.801	970	3.808	4.778
Variación	—	—	—	—
A 30 de junio de 2026	969.613.801	970	3.808	4.778

Todas las acciones emitidas están totalmente desembolsadas y con los mismos derechos políticos y económicos.

Durante los primeros seis meses del ejercicio 2026 y en el ejercicio 2025 no se han producido variaciones en el número de acciones ni en las cuentas de “Capital social” y “Prima de emisión”.

El Consejo de Administración de la Sociedad, y durante un plazo máximo de cinco años a partir del 25 de marzo de 2025, está facultado para aumentar el capital social en la cantidad máxima correspondiente al 50% del capital social de la Sociedad en el momento de la autorización, mediante desembolso dinerario, en una o varias veces, en la oportunidad y cuantía que el mismo decida, emitiendo acciones ordinarias, privilegiadas o rescatables, con voto o sin voto, con prima o sin prima, sin necesidad de nueva autorización de la Junta General, con la posibilidad de acordar en su caso la exclusión, total o parcial, del derecho de suscripción preferente hasta el límite del 20% del capital social en el momento de la autorización, así como para modificar los artículos de los Estatutos Sociales que sea preciso por el aumento o aumentos de capital que realice en virtud de la indicada autorización, con previsión de suscripción incompleta, todo ello de conformidad con lo establecido en el artículo 297.1.b) de la Ley de Sociedades de Capital. Asimismo, en base a esta autorización, realizará, en su caso, los trámites y actuaciones necesarias ante los organismos del mercado de valores, nacionales o extranjeros, para solicitar la admisión a negociación, permanencia y/o, en su caso, para su exclusión de las acciones emitidas.

La Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la “Prima de emisión” para ampliar capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

Las participaciones más relevantes en el capital social de la Sociedad a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, de acuerdo a la información pública disponible o a la comunicación realizada a la propia Sociedad, son las siguientes:

	Participación en el capital social %	
	30.06.2026	31.12.2025
- Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona, “la Caixa” (1)	28,5	26,0
- BlackRock, Inc. (2)	3,7	12,5
- CVC Capital Partners PLC (3)	0	13,8
- Corporación Financiera Alba, S.A. (4)	5,0	5,0
- IFM Global Infrastructure Fund (5)	15,5	15,5
- Sonatrach (6)	4,1	4,1

(1) Participación a través de Critería Caixa, S.A.U.

(2) El 3 de marzo de 2026, GIP III Canary 1, S.à.r.l realizó la colocación acelerada de la totalidad de su participación representativa del 11,422% del capital social de Naturgy Energy Group, S.A. A 30 de junio de 2026, BlackRock, Inc. mantiene únicamente una participación sobre el capital del 3,7% que se suma a un 0,547% de derechos de voto derivados de instrumentos financieros. A 31 de diciembre de 2025, la participación de BlackRock, Inc. se ostentaba principalmente a través de GIP III Canary 1, S.à.r.l., que poseía una participación directa de 11,422%, además de un 0,092% de derechos de voto derivados de instrumentos financieros.

- (3) El 26 de mayo de 2026, Rioja Acquisition, S.à.r.l. realizó la colocación acelerada de sus acciones ordinarias representativas del 11,08% del capital social de Naturgy Energy Group, S.A., así como la liquidación de determinadas operaciones de derivados que conllevaban una disposición adicional de acciones representativas del 2,72% y que se liquidaron de forma simultánea a la colocación. Como resultado de estas operaciones, Rioja Aquisition, S.à.r.l. transmitió la totalidad de su participación en el capital social de Naturgy, equivalente al 13,8%. Adicionalmente, el contrato de accionistas existente entre los vehículos de Corporación Financiera Alba y CVC en relación con Naturgy quedó resuelto automáticamente, según la comunicación remitida a la CNMV el 2 de junio de 2026. A 31 de diciembre de 2025, CVC Capital Partners PLC ostentaba su participación a través de Rioja Acquisition, S.à.r.l.
- (4) A través de Alba Europe, S.à.r.l.
- (5) A través de Global InfraCo O (2), S.à.r.l.
- (6) Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures.

La totalidad de las acciones de la Sociedad están admitidas a cotización en las cuatro Bolsas Oficiales españolas, cotizan en el mercado continuo y forman parte del Ibex35.

El 30 de junio de 2026 la cotización de las acciones se situó en 27,46 euros. El 31 de diciembre de 2025 la cotización fue de 25,92 euros.

Naturgy permaneció excluida de los índices MSCI desde febrero de 2024 debido a la reducción de su capital flotante por debajo de los umbrales exigidos, sin relación con su desempeño operativo o financiero. Tras las operaciones realizadas sobre acciones propias durante 2025, y que se mencionan en el apartado “Acciones propias” de esta nota, MSCI comunicó en noviembre de dicho ejercicio la reincorporación de la Sociedad a sus índices, con efectos a partir del 25 de noviembre de 2025. .

Reservas

El epígrafe de Reservas incluye las siguientes reservas:

	30.06.2026	31.12.2025
Reserva legal	200	200
Reserva estatutaria	100	100
Reserva voluntaria	9.731	9.731
Reserva por capital amortizado	31	31
Otras reservas	374	296
Total	10.436	10.358

Reserva legal

Por lo dispuesto en la Ley de Sociedades de Capital debe destinarse una cifra igual al 10% de los beneficios a dicha reserva hasta que represente, como mínimo, el 20% del capital social. La reserva legal puede utilizarse para aumentar el capital en la parte que supere el 10% del capital ya aumentado.

Salvo para la finalidad mencionada, y siempre que no supere el 20% del capital social, la reserva legal únicamente puede utilizarse para compensar pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

Reserva estatutaria

En virtud de los Estatutos Sociales de la Sociedad, debe destinarse una cifra igual al 2% del beneficio neto del ejercicio a la reserva estatutaria hasta que esta alcance, al menos, el 10% del capital social.

Reserva por capital amortizado

Tras la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas de 26 de mayo de 2020, en agosto de 2020 se realizó una reducción de capital por amortización de acciones propias con la disminución de 14 millones de euros de capital y 284 millones de reservas voluntarias.

Adicionalmente, en aplicación del artículo 335 c) de la Ley de Sociedades de capital, se constituyó una Reserva por capital amortizado por un importe igual al valor nominal de las acciones amortizadas, con el carácter de indisponible. El total acumulado de la Reserva por capital amortizado asciende a 31 millones de euros a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025.

Reserva voluntaria y otras reservas

Corresponde básicamente a reservas voluntarias por beneficios no distribuidos, incluyendo asimismo los impactos por la valoración de las participaciones en empresas del grupo, consecuencia de operaciones entre empresas del grupo que se han valorado de acuerdo a los importes de las Cuentas anuales consolidadas de Naturgy.

Adicionalmente, se incluyen en Otras reservas los costes asociados a la operación de oferta pública, voluntaria y parcial de adquisición de acciones propias realizada en el ejercicio 2025, así como los gastos netos por comisiones y otros costes y el resultado obtenido por la operaciones de colocaciones aceleradas de autocartera.

La variación a 30 de junio de 2026 recoge 71 millones por la operación de escisión parcial de rama de actividad de Gas Natural Comercializadora, S.A.U. (nota 5) y 17 millones de euros por los dividendos percibidos en el ejercicio asociados al contrato de permuta financiera suscrito simultáneamente tras la venta bilateral de acciones propias realizada en el ejercicio 2025 y pendientes de colocación en el mercado a esta fecha, así como el impacto de las pérdidas actuariales.

Remuneraciones basadas en acciones

Según se indica en la Nota 11 de las Cuentas anuales del ejercicio 2025 de la Sociedad, con fecha 18 de febrero 2025, el Consejo de Administración de Naturgy aprobó el Plan Estratégico 2025-2027, acordando por ello, la liquidación anticipada del plan de incentivo variable a largo plazo que cubría el periodo 2018-2025. Asimismo, el Consejo de Administración, siguiendo la propuesta de la Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Gobierno Corporativo, decidió que se liquidase en efectivo el valor del excedente del vehículo societario generado de acuerdo con las condiciones establecidas inicialmente, en lugar de la entrega de acciones.

Tras la aprobación del vencimiento anticipado del plan de incentivo variable a largo plazo, se registró de forma anticipada la consolidación de los derechos a la fecha de liquidación en la Cuenta de pérdidas y ganancias 2025, en el epígrafe “Gastos de Personal”, un importe de 2 millones de euros, con abono al epígrafe de “Otros instrumentos de patrimonio neto” del Balance. Asimismo, se reconoció la totalidad del pasivo devengado desde 2018 a valor razonable como una reclasificación del patrimonio neto, que fue posteriormente satisfecho a los veintitrés directivos beneficiarios. La liquidación correspondiente al periodo de siete años comprendido entre 2018 y 2024 ha supuesto un importe anual de 9.584 miles de euros.

Acciones propias

Los movimientos habidos durante los seis primeros meses del ejercicio 2026 y en el ejercicio 2025 con acciones propias de la Sociedad han sido los siguientes:

	Número de acciones	Importe en millones de euros	% Capital
A 1 de enero de 2025	240.000	6	—
Adquisición de acciones a Naturgy Alfa Investments, S.A.U.	8.639.595	200	0,9
Oferta pública de adquisición	88.000.000	2.332	9,1
A 30 de junio de 2025	96.879.595	2.538	10,0
1ª Colocación acelerada	(19.305.000)	(506)	(2,0)
2ª Colocación acelerada	(34.100.000)	(893)	(3,5)
Entrega empleados	(254.365)	(7)	—
A 31 de diciembre de 2025	43.220.230	1.132	4,5
Entrega empleados	(339.468)	(9)	—
A 30 de junio de 2026	42.880.762	1.123	4,4

La Junta General de Accionistas del 25 de marzo de 2025 autorizó al Consejo de Administración para que, en un plazo no superior a los cinco años, pueda adquirir a título oneroso, en una o varias veces, acciones de la Sociedad que estén totalmente desembolsadas, sin que nunca el valor nominal de las acciones adquiridas directa o indirectamente, sumándose al de las que ya posean la Sociedad y sus filiales supere el 10% del capital suscrito, o cualquier otro que legalmente se establezca. El precio o valor de contraprestación no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar en un 20% el valor de su cotización en la última sesión de Bolsa anterior a la operación.

Periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2026

Entrega a empleados

En ejecución de los acuerdos adoptados por la Junta General de Accionistas de Naturgy Energy Group, S.A., se puso en marcha el Plan de Adquisición de Acciones correspondiente al ejercicio 2026, dirigido a empleados de Naturgy en España que, voluntariamente, decidan acogerse al mismo. El Plan permite a sus participantes recibir parte de su retribución en acciones de Naturgy Energy Group, S.A. con un límite máximo anual de 12.000 euros. Durante el mes de abril de 2026 se entregaron a los empleados un total de 339.468 acciones por importe de 9 millones de euros.

A 30 de junio de 2026, el número total de acciones en autocartera de Naturgy asciende a 42.880.762, lo que representa el 4,4% del capital total.

Ejercicio 2025

Oferta pública de adquisición

Tal y como se detalla en la Nota 11 de las Cuentas Anuales 2025 de la Sociedad, a la fecha de la publicación del anuncio previo de la oferta pública de adquisición (14 de marzo de 2025), Naturgy Alfa Investments, S.A.U., filial íntegramente participada por la Sociedad de forma indirecta, era titular de 8.639.595 acciones de Naturgy Energy Group, S.A.

El Consejo de Administración del 25 de marzo de 2025 acordó su adquisición a un precio de 26,50 euros por acción, en relación con la terminación anticipada del plan de incentivo variable a largo plazo descrito en el apartado de "Remuneraciones basadas en acciones". La operación se ejecutó el 14 de mayo de 2025, registrándose las acciones adquiridas al coste inicial para Naturgy y ajustándose la diferencia en Otros instrumentos de Patrimonio por un importe de 29 millones de euros.

Asimismo, con fecha 25 de marzo de 2025, la Junta General Ordinaria de Accionistas de Naturgy Energy Group, S.A., acordó aprobar la formulación de una oferta pública, voluntaria y parcial de adquisición sobre un máximo de 88.000.000 de sus propias acciones, representativas del 9,08% del capital social y dirigida a todos los accionistas de Naturgy.

La oferta se formuló como una compraventa de acciones con una contraprestación de 26,50 euros por acción, previéndose abonar íntegramente en efectivo.

La oferta, cuyo periodo de aceptación finalizó el 13 de junio de 2025, se saldó con la adquisición de 88 millones de acciones, por un importe total de 2.332 millones de euros. Como resultado, a 30 de junio de 2025 el número total de acciones en autocartera ascendía a 96.879.595.

La operación estaba enmarcada en el objetivo de incrementar el capital flotante (free float), previéndose la eventual colocación en el mercado de las acciones adquiridas, sin contemplarse su amortización.

Colocación de autocartera

Durante el segundo semestre de 2025, la Sociedad llevó a cabo diversas operaciones sobre acciones propias en el marco de la estrategia de retorno al mercado de las acciones adquiridas en la oferta pública de adquisición descrita anteriormente, contribuyendo a la mejora de la liquidez de la acción y facilitando su inclusión en los índices bursátiles internacionales.

En particular, el 7 de agosto de 2025 se realizó una colocación acelerada de 19.305.000 acciones propias, dirigida a inversores cualificados, por un importe de 500 millones de euros. Asimismo, en esa misma fecha se llevó a cabo una venta bilateral de 34.100.000 acciones propias a una entidad financiera internacional, por un importe de 883 millones de euros, en relación con la cual la Sociedad suscribió una permuta financiera (*total return swap*), manteniendo la exposición económica sobre dichas acciones.

Adicionalmente, el 9 de octubre de 2025 se efectuó una nueva colocación acelerada entre inversores cualificados de 34.100.000 acciones propias, por un importe de 883 millones de euros.

Todas las operaciones anteriores se ejecutaron a un precio de 25,9 euros por acción.

Entrega a empleados

En ejecución de los acuerdos adoptados por la Junta General de Accionistas de Naturgy Energy Group, S.A., se puso en marcha el Plan de Adquisición de Acciones correspondiente al ejercicio 2025, dirigido a empleados de Naturgy en España que, voluntariamente, decidieran acogerse al mismo. El Plan permite a sus participantes recibir parte de su retribución en acciones de Naturgy Energy Group, S.A. con un límite máximo anual de 12.000 euros. Durante el mes de agosto de 2025 se entregaron a los empleados un total de 254.365 acciones por importe de 7 millones de euros.

Tras estas operaciones y considerando la permuta financiera, a 31 de diciembre de 2025, el número total de acciones en autocartera de Naturgy ascendía a 43.220.230, lo que representaba el 4,5% del capital total.

Dividendos

A continuación, se detallan los pagos de dividendos efectuados durante los primeros seis meses de los ejercicios 2026 y 2025:

	30.06.2026			30.06.2025		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe (1)	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe
Acciones ordinarias	57 %	0,57	547	60 %	0,60	582
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	—	—	—	—	—	—
Dividendos totales pagados	57 %	0,57	547	60 %	0,60	582
a) Dividendos con cargo a resultados o remanente	57 %	0,57	547	60 %	0,60	582

(1) En el periodo de seis meses terminado a 30 de junio de 2026, se incluye un importe de 17 millones de euros asociado a las acciones de la permuta financiera que posteriormente ha sido reembolsado a la Sociedad, registrados en el epígrafe de "Otras Reservas".

A 30 de junio de 2026

Con fecha 17 de febrero de 2026, el Consejo de Administración aprueba la propuesta que elevará a la Junta General de Accionistas de distribución del beneficio neto de la Sociedad correspondiente al ejercicio 2025 y del remanente de ejercicios anteriores, que es la siguiente:

BASE DE REPARTO

Resultado..... 1.321

Remanente..... 1.952

Base de reparto..... 3.273**DISTRIBUCIÓN:**

A DIVIDENDO: cantidad, cuyo importe bruto agregado será igual a la suma de las siguientes cantidades (el “Dividendo”):

i. 1.100 millones euros (“el Dividendo a Cuenta Total”), correspondientes a los dos dividendos a cuenta del ejercicio 2025 abonados por Naturgy Energy Group, S.A., equivalentes conjuntamente a 1,20 euros por acción por el número de acciones que no tenían la condición de autocartera directa en las fechas correspondientes según fue aprobado por el Consejo de Administración conforme a los estados contables provisionales formulados y de acuerdo con los requisitos legales exigidos, que ponían de manifiesto la existencia de liquidez suficiente para la distribución de dichos dividendos a cuenta del resultado correspondientes al ejercicio 2025 y,

ii. La cantidad que resulte de multiplicar 0,57 euros por acción por el número de acciones que no tengan la condición de autocartera directa en la fecha en que se determinen los titulares inscritos con derecho a percibir el dividendo complementario (el “Dividendo complementario”).

De dicho Dividendo, ya se ha abonado la cantidad de 1.100 millones euros los días 30 de julio y 5 de noviembre de 2025. El abono del Dividendo Complementario se efectuará, en la cantidad por acción indicada más arriba, a través de las entidades participantes en la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear). El citado dividendo se hará efectivo a los accionistas a partir del próximo día 31 de marzo de 2026.

Se faculta al efecto al Consejo de Administración, con expresa facultad de sustitución en el consejero o consejeros que estime pertinente, para que pueda realizar todas las actuaciones necesarias o convenientes para llevar a cabo el reparto y, en particular, con carácter indicativo y no limitativo, designar a la entidad que deba actuar como agente de pago.

A REMANENTE: Importe determinable que resultará de restar a la Base de reparto el importe destinado a Dividendo.

TOTAL DISTRIBUIDO 3.273

Esta propuesta de aplicación del resultado y del remanente de ejercicios anteriores formulada por el Consejo de Administración para su aprobación por la Junta General de Accionistas incluía el pago complementario de 0,57 euros por cada acción con derecho a percibirlo y que se encuentre en circulación en la fecha de propuesta de pago, el 31 de marzo de 2026.

Finalmente, la Junta General de Accionistas celebrada el 24 de marzo de 2026 aprobó el dividendo complementario de 0,57 euros por acción, para aquellas acciones que no tenían la condición de autocartera directa en la fecha en que se llevó a cabo el reparto y que ha sido pagado íntegramente en efectivo el 31 de marzo de 2026.

Tras la liquidación del dividendo complementario, el importe destinado a Remanente ha ascendido a 1.626 millones de euros.

El Consejo de Administración de Naturgy Energy Group, S.A. aprueba, en su reunión del 21 de julio de 2026, distribuir un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2026 de 0,60 euros por acción en circulación, pagadero a partir del 29 de julio de 2026.

La Sociedad cuenta, a la fecha de aprobación del dividendo a cuenta, con la liquidez necesaria para proceder a su pago de acuerdo con lo establecido en la Ley de Sociedades de Capital. El estado contable de liquidez provisional a 30 de junio de 2026, formulado por los Administradores el 21 de julio de 2026, es el siguiente:

Resultado después de impuestos	1.034
Reservas a dotar	—
Cantidad máxima distribuible	1.034
Previsión de pago del dividendo a cuenta	576
Liquidez de tesorería	2.300
Líneas de crédito no dispuestas	5.256
Liquidez total	7.556

A 30 de junio de 2025

Con fecha 18 de febrero 2025, el Consejo de Administración aprobó la propuesta que elevó a la Junta General de Accionistas de distribución del beneficio neto de la Sociedad correspondiente al ejercicio 2024 y del remanente de ejercicios anteriores, que figuraba en la Nota 11 de la memoria de las Cuentas anuales correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2024.

Esta propuesta de aplicación del resultado y del remanente de ejercicios anteriores formulada por el Consejo de Administración para su aprobación por la Junta General de Accionistas incluía el pago complementario de 0,60 euros por cada acción con derecho a percibirlo y que se encontrase en circulación en la fecha de propuesta de pago.

Finalmente, la Junta General de Accionistas celebrada el 25 de marzo de 2025 aprobó el dividendo complementario de 0,60 euros por acción, para aquellas acciones que no tuviesen la condición de autocartera directa en la fecha en que se llevó a cabo el reparto y que fue pagado íntegramente en efectivo el 9 de abril de 2025.

Tras la liquidación del dividendo complementario, el importe destinado a Remanente ascendió a 1.952 millones de euros.

Nota 8. Provisiones

El detalle de las provisiones a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

	A 30.06.2026	A 31.12.2025
Provisiones por obligaciones con el personal	180	186
Otras provisiones	121	103
Provisiones no corrientes	301	289

El epígrafe de “Provisiones por obligaciones con el personal” recoge las provisiones por “Pensiones y otras obligaciones similares” así como “Otras obligaciones con el personal” detalladas en la Nota 12 de las Cuentas anuales del ejercicio 2025.

En relación con las “Otras obligaciones con el personal”, el Grupo mantenía un plan de incentivos a largo plazo dirigido a determinados directivos distintos de los incluidos en el plan descrito en la Nota 7, correspondiente al periodo 2018-2025.

En línea con lo dispuesto para el plan de incentivos descrito en la Nota 7, el Consejo de Administración, en su sesión de 18 de febrero de 2025, aprobó la finalización anticipada de este plan de incentivos. La liquidación a favor de este segundo grupo de directivos, y también correspondiente al periodo de siete años comprendido entre 2018 y 2024, supuso un importe anual de 2.825 miles de euros. Este importe fue cubierto por las provisiones previamente registradas al efecto.

Por otra parte, la Junta General de Accionistas celebrada el 25 de marzo de 2025, autorizó al Consejo de Administración para establecer un nuevo esquema de remuneración variable plurianual único y que está dirigido a todos los directivos de Naturgy, referenciado al rendimiento anual obtenido por un accionista.

Dicho esquema tiene una duración ordinaria de tres años comenzando el 1 de enero de 2025, y toma como valor de referencia el rendimiento anual obtenido por un accionista, considerando un valor inicial de las acciones y, como valor final, el precio de cotización medio ponderado de los 90 días naturales anteriores a la finalización del incentivo, considerando además de dicho diferencial, los dividendos pagados al accionista durante el tiempo de duración del incentivo.

Este esquema de remuneración variable plurianual genera derechos económicos cuya cuantía permanece contingente hasta la finalización del periodo del plan, por lo que no podrá confirmarse su cantidad definitiva hasta el 31 de diciembre de 2027. Asumiendo como probable un grado de cumplimiento del 100% de las condiciones establecidas, el importe devengado en Naturgy Energy Group, S.A. durante el periodo terminado a 30 de junio de 2026 asciende a 5 millones de euros, de los cuales 3,8 millones corresponderían a la Alta Dirección (4,8 millones de euros en el primer semestre de 2025, de los cuales 3,4 millones correspondían a la Alta Dirección). A 30 de junio de 2026, el saldo de la provisión asociada a este esquema para el total de directivos de la Sociedad asciende a 18 millones de euros.

En el primer semestre de 2026, la Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Gobernanza ha iniciado el análisis de posibles modificaciones del esquema de incentivos actualmente vigente, incluyendo la alternativa de evolucionar hacia un modelo de esquema recurrente de periodo de vigencia trienal y pago anual, cuya eventual implantación requerirá, en todo caso, la correspondiente aprobación del Consejo de Administración. Asimismo, en el marco de dicho análisis, se está considerando la posibilidad de establecer mecanismos de pago anticipado mientras se completa la implementación del nuevo esquema, sin que ello suponga, en su caso, una alteración de la naturaleza ni de las condiciones esenciales del incentivo actualmente en vigor, manteniéndose la determinación definitiva del grado de cumplimiento a la finalización del periodo inicialmente previsto.

En el epígrafe “Otras provisiones no corrientes” se incluyen principalmente las provisiones constituidas para hacer frente a obligaciones derivadas de reclamaciones fiscales, así como otras provisiones varias para riesgos futuros.

Nota 9. Pasivos financieros

El detalle de los pasivos financieros, excluyendo “Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar” a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, clasificados por naturaleza y categoría es el siguiente:

A 30.06.2026	Coste amortizado	Derivados de cobertura	Total
Deudas con entidades de crédito	6.326	—	6.326
Acreedores por arrendamiento financiero	1	—	1
Pasivos financieros no corrientes	6.327	—	6.327
Deudas con entidades de crédito	155	—	155
Derivados	—	1	1
Acreedores por arrendamiento financiero	5	—	5
Pasivos financieros corrientes	160	1	161
Total	6.487	1	6.488

A 31.12.2025	Coste amortizado	Derivados de cobertura	Total
Deudas con entidades de crédito	5.803	—	5.803
Otros pasivos financieros	1	—	1
Pasivos financieros no corrientes	5.804	—	5.804
Deudas con entidades de crédito	135	—	135
Derivados	—	3	3
Otros pasivos financieros	8	—	8
Pasivos financieros corrientes	143	3	146
Total	5.947	3	5.950

La clasificación de los pasivos financieros registrados a valor razonable a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, es la siguiente:

A 30.06.2026					A 31.12.2025			
Pasivos financieros	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total	Nivel 1 (precio cotización en mercados activos)	Nivel 2 (variables observables)	Nivel 3 (variables no observables)	Total
Derivados de cobertura	—	1	—	1	—	3	—	3
Total	—	1	—	1	—	3	—	3

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

	Valor contable		Valor razonable	
	A 30.06.2026	A 31.12.2025	A 30.06.2026	A 31.12.2025
Deuda financiera con entidades de crédito, derivados y otros pasivos financieros	6.327	5.804	6.342	5.818

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 determinan sobre los tipos de mercado disponibles a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 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).

El movimiento de los pasivos financieros es el siguiente:

	Deuda con entidades de crédito	Derivados	Acreeedores por arrendamiento financiero	Otros pasivos financieros	Total
Saldo a 1.01.2025	5.473	8	1	1	5.483
Aumentos	351	8	—	7	366
Disminución	(177)	(1)	(1)	(4)	(183)
Saldo a 30.06.2025	5.647	15	—	4	5.666
Aumentos	352	(8)	—	1	345
Disminución	(61)	(4)	—	4	(61)
Saldo a 31.12.2025	5.938	3	—	9	5.950
Aumentos	1.580	—	—	14	1.594
Disminución	(1.037)	(2)	—	(17)	(1.056)
Saldo a 30.06.2026	6.481	1	—	6	6.488

La deuda financiera ha soportado durante el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2026 un tipo de interés efectivo medio del 2,90% (3,18% para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2025) incluyendo los instrumentos derivados asignados a cada transacción.

A 30 de junio de 2026 se incluye en deudas con entidades de crédito un importe de 29 millones de euros de intereses pendientes de pago (26 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

La mayor parte de la deuda financiera viva incluye una cláusula relativa al cambio de control, ya sea por adquisición de más del 50% de las acciones con voto o por obtener el derecho a nombrar la mayoría de los miembros del Consejo de Naturgy Energy Group, S.A. Dichas cláusulas están sujetas a condiciones adicionales, de modo que su activación depende de la simultaneidad de algunos de los siguientes eventos: la reducción importante de la calificación crediticia o rating provocada por el cambio de control, o la pérdida del grado de inversión por las agencias calificadoras; la incapacidad de cumplir las obligaciones financieras del contrato; un perjuicio material para el acreedor, o un cambio material adverso en la solvencia. Estas cláusulas suponen el reembolso de la deuda dispuesta si bien suelen contar con un plazo mayor al concedido en los supuestos de resolución anticipada.

A la fecha de formulación de estos Estados Financieros Intermedios, la Sociedad no se encuentra en situación de incumplimiento de sus obligaciones financieras o de cualquier tipo de obligación que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

A continuación, se describen los instrumentos de financiación más relevantes:

Financiación Institucional

La Sociedad mantiene varios préstamos con el Instituto de Crédito Oficial (ICO) formalizadas en distintos instrumentos con vencimiento máximo en 2034 por importe total de 370 millones de euros (380 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

Adicionalmente, por lo que se refiere a la deuda financiera con entidades de crédito institucionales, el Banco Europeo de Inversiones (BEI) mantiene otorgada financiación a la Sociedad a 30 de junio de 2026 por importe de 2.309 millones de euros con vencimientos entre el 2028 y el 2044 (2.330 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

A 30 de junio de 2026 los intereses pendientes de pago asociados a esta financiación institucional ascienden a 22 millones de euros (19 millones a 31 de diciembre de 2025).

Otras deudas con entidades de crédito

A 30 de junio 2026 las deudas con entidades de crédito no institucional ascienden a 3.780 millones de euros (3.228 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

La Sociedad continúa trabajando en reforzar su perfil financiero; en esta línea, se han realizado operaciones de financiación con entidades de crédito que no implican modificaciones sustanciales de las condiciones de la deuda inicial por importe de 4.341 millones de euros por refinanciación de líneas de crédito y préstamos en España en 2026 (1.485 millones de euros en el primer semestre de 2025), y que incluyen básicamente:

30 de junio de 2026

- Refinanciación de líneas de crédito por importe agregado de 2.726 millones de euros y préstamos por importe de 1.615 millones de euros.

30 de junio de 2025

- Refinanciación de líneas de crédito por importe agregado de 735 millones de euros y préstamos por importe de 750 millones de euros.

Naturgy tiene además un perfil de vencimiento de la deuda y una posición de balance cómodos, así como flexibilidad en las inversiones y gastos operativos para transitar por el escenario económico actual.

Del total de deudas con entidades de crédito, 860 millones de euros (881 millones de euros a 31 de diciembre de 2025) están sujetos al cumplimiento de determinadas ratios financieras.

Financiación ligada a criterios ASG

La financiación ligada a los indicadores ASG corresponde a líneas de crédito en España, cuyo coste está vinculado al menos a uno de los indicadores ASG adjuntos:

- Emisiones GEI directas: reducción de la media trianual (Mt CO₂/GWh)
- Intensidad en CO₂ de la generación eléctrica: reducción de la media trianual (tCO₂/GWh)
- Consumo de agua: reducción de la media trianual (hm³)
- Mujeres en puestos directivos (%)

El ajuste en el coste de la deuda está vinculado al nivel de cumplimiento de las métricas anteriores y su variación respecto a los indicadores del año anterior.

Dicha financiación a 30 de junio de 2026 asciende a 2.885 millones de euros (2.885 millones de euros a 31 de diciembre de 2025), de los cuales 2.875 corresponde a líneas de crédito que no han sido dispuestas, por lo que el impacto del grado de cumplimiento de estos indicadores en el coste financiero no tiene un efecto significativo.

Adicionalmente, las condiciones de dicha financiación no ponen de manifiesto la existencia de un derivado implícito que deba ser separado.

Nota 10. Deudas con empresas del grupo y asociadas

El detalle por vencimientos de las deudas con empresas del grupo es el siguiente:

Vencimiento	A 30.06.2026	A 31.12.2025
2026	3.410	3.899
2027	330	512
2028	832	827
2029	1.196	1.195
2030	498	497
2031	497	497
2032 y posteriores	1.098	1.098
Total	7.861	8.525

A 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, las deudas con empresas del grupo corresponden principalmente a las deudas registradas a coste amortizado por las emisiones realizadas por Naturgy Finance Iberia, S.A.U. del programa European Medium Term Notes (EMTN) a medio plazo. Esta filial también opera en el programa Euro Commercial Paper (ECP), si bien a fecha 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 no tiene saldos dispuestos.

Asimismo, también recoge la deuda con Naturgy Finance Iberia, S.A.U. por las obligaciones perpetuas subordinadas por importe de 330 millones de euros (330 millones de euros a 31 de diciembre de 2025), y la deuda con Unión Fenosa Preferentes, S.A. asociada a las participaciones preferentes por importe de 110 millones de euros (110 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

Se incluyen también como deudas con empresas del grupo, los intereses devengados pendientes de vencimiento por 51 millones de euros (63 millones de euros a 31 de diciembre de 2025) y los saldos con empresas del grupo correspondientes a los saldos de “cash pooling” por importe de 2.951 millones de euros, devengando un tipo de interés del 2,176% (3.021 millones de euros a 31 de diciembre de 2025, devengando un tipo de interés del 2,331%), así como saldos con empresas del grupo relativos a la tributación consolidada del impuesto de sociedades por 226 millones de euros (228 millones de euros a 31 de diciembre de 2025).

El detalle de las Deudas con empresas del grupo por las deudas procedentes de las emisiones de bonos, es el siguiente:

A 30 de junio de 2026							
Programa/Sociedad	País	Año formalización	Moneda	Límite Programa	Nominal Dispuesto	Disponibile	Emisiones año
Programa Euro Commercial Paper (ECP)							
Naturgy Finance Iberia, S.A.U.	España	2010	Euros	1.000	—	1.000	859
Programa European Medium Term Notes (EMTN)							
Naturgy Finance Iberia, S.A.U.	España	1999	Euros	12.000	4.232	7.768	—

A 31 de diciembre de 2025							
Programa/Sociedad	País	Año formalización	Moneda	Límite Programa	Nominal Dispuesto	Disponibile	Emisiones año
Programa Euro Commercial Paper (ECP)							
Naturgy Finance Iberia, S.A.U.	España	2010	Euros	1.000	—	1.000	909
Programa European Medium Term Notes (EMTN)							
Naturgy Finance Iberia, S.A.U.	España	1999	Euros	12.000	4.819	7.181	1.000

Los bonos emitidos, en volumen de 4.232 millones de euros (4.819 millones de euros a 31 de diciembre de 2025), como es habitual en el euromercado, incluyen cláusulas de cambio de control (entendido, entre otros supuestos, como la adquisición de más del 50% de los derechos de voto o la capacidad de nombrar a la mayoría del Consejo) que podrían dar lugar a su vencimiento anticipado. Dicho vencimiento estaría condicionado, además, a que el citado cambio de control provocara una caída superior a dos escalones o dos “full notches” en al menos dos de las tres calificaciones crediticias que tuviera y todas las calificaciones cayesen por debajo de “investment grade” y siempre que la Agencia Calificadora expresase que la reducción de la calificación crediticia viene motivada por el cambio de control.

Los principales movimientos durante los seis primeros meses del ejercicio 2026 y 2025 son:

30 de junio de 2026

Durante el 2026 han llegado a vencimiento bonos bajo su programa EMTN por importe total de 587 millones de euros y cupón medio de 1,25%.

Durante el primer semestre de 2026, se han realizado emisiones bajo el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por importe de 859 millones de euros, que han vencido durante el mismo ejercicio, no habiendo importe dispuesto a 30 de junio de 2026.

30 de junio de 2025

En mayo de 2025 Naturgy Finance Iberia, S.A.U. realizó dos emisiones de bonos bajo su programa EMTN por valor de 500 millones de euros cada una con vencimiento a 6 y 10 años y un cupón de 3,375% y 3,875%, respectivamente. Estos recursos se destinaron a una oferta de recompra de bonos por un importe de 831 millones de euros de obligaciones con vencimientos entre 2026 y 2027, así como a la recompra de parte de las obligaciones perpetuas subordinadas por importe de 169 millones de euros. Esta operación supuso un impacto positivo en la cuenta de pérdidas y ganancias de la Sociedad por importe de 11 millones de euros registrado en el epígrafe de “Ingresos de valores negociables y otros instrumentos financieros de empresas del grupo y asociadas” por la deuda vinculada con Naturgy Finance Iberia, S.A.U.

Asimismo, durante el 2025 llegaron a vencimiento bonos por importe total de 1.201 millones de euros y cupón medio de 1,04%.

Durante el primer semestre de 2025, se realizaron emisiones bajo el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por importe de 339 millones de euros, habiendo 301 millones de euros dispuestos a 30 de junio de 2025.

No existen diferencias significativas entre los valores contables y los valores razonables de las Deudas con empresas del grupo y asociadas.

Nota 11. Importe neto de la cifra de negocios

El desglose del importe neto de la cifra de negocio es el siguiente:

	30.06.2026	30.06.2025
Ventas de gas natural y otros	—	1
Ingresos de participaciones en instrumentos de patrimonio en empresas del grupo y asociadas	1.121	1.183
Ingresos de valores negociables y otros instrumentos financieros de empresas del grupo y asociadas	230	231
Total	1.351	1.415

	30.06.2026	30.06.2025
Mercado interior	1.344	1.410
Mercado exterior:	7	5
- Unión Europea	3	2
- Resto de países	4	3
Total	1.351	1.415

Desde el 1 de enero de 2026 la Sociedad ya no realiza actividad alguna de ventas de gas. Durante el ejercicio 2025 esta actividad se realizaba básicamente en el mercado nacional y correspondía a venta de gas a otras compañías de Naturgy.

El detalle de los dividendos procedentes de empresas del grupo es el siguiente:

	30.06.2026	30.06.2025
Naturgy Ciclos Combinados, S.L.U.	255	—
Naturgy Aprovisionamientos, S.A.	180	—
Naturgy Inversiones Internacionales, S.A.	152	—
Naturgy Distribución Latinoamérica S.A.	149	229
Gas Natural Comercializadora, S.A.	125	570
Naturgy Clientes Empresas, S.A.U.(*)	105	235
Global Power Generation, S.A.	71	73
Naturgy Infraestructuras EMEA, S.L.	69	13
General de Edificios y Solares, S.L.	8	—
Naturgy Participaciones, S.A.U.	5	—
Naturgy Finance Iberia, S.A.U.	1	5
La Propagadora del Gas, S.A.	1	1
Holding Negocios Electricidad, S.A.	—	45
Naturgy Generación Térmica, S.L.U.	—	11
Naturgy Engineering, S.L.	—	1
Total	1.121	1.183

(*) anteriormente denominada Naturgy Iberia, S.A. (ver nota 5)

Nota 12. Plantilla

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

	30.06.2026	30.06.2025
Hombres	158	159
Mujeres	197	193
Total	355	352

Con fecha 30 de junio de 2026, la Dirección de la compañía y la representación de los trabajadores suscribieron el IV Convenio Colectivo del Grupo Naturgy, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2028. El Convenio entró en vigor en la fecha de su firma y establece el marco regulador de las relaciones laborales del Grupo para el citado período. La firma del Convenio no ha tenido impactos económicos significativos en los Estados financieros intermedios resumidos de la Sociedad a 30 de junio de 2026.

Nota 13. Información de las operaciones con partes vinculadas

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

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

Atendiendo a esta definición, los accionistas significativos de Naturgy a 30 de junio de 2026 son:

- Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona, "la Caixa", participación a través de Critería Caixa S.A.U. (Critería)
- IFM Global Infrastructure Fund, a través de Global InfraCo O (2), S.à.r.l. (IFM)

Durante el primer semestre de 2026 se han registrado variaciones relevantes en el accionariado de Naturgy, derivadas de las operaciones realizadas por BlackRock Inc en marzo de 2026 y de CVC Capital Partners PLC en mayo de 2026 (véase Nota 7).

- Los administradores y personal directivo/Alta dirección de la Sociedad y su familia cercana. El término "administrador" significa un miembro del Consejo de Administración y el término "personal directivo" significa el Presidente Ejecutivo, en relación con sus funciones ejecutivas y las personas con funciones de alta dirección con dependencia directa del Consejo de Administración, de sus Comisiones o del Presidente Ejecutivo. Las operaciones realizadas con administradores y personal directivo/Alta dirección se detallan en la Nota 14.
- Las operaciones realizadas entre sociedades de Naturgy forman parte del tráfico habitual y se han cerrado en condiciones de mercado.

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

A 30.06.2026					
Gastos e ingresos (en miles de euros)	Accionistas significativos				Administradores y Personal Directivo
	Criteria	CVC (3)	BlackRock (2)	IFM	
Total gastos	—	—	—	—	—
Total ingresos	—	—	—	—	—

Otras transacciones (en miles de euros)	Criteria	CVC (3)	BlackRock (2)	IFM	Administradores y Personal Directivo
Dividendos y otros beneficios distribuidos (1)	157.435	76.295	—	85.718	—

(1) Los dividendos recibidos por los Administradores y la Alta dirección (Nota 14) durante el primer semestre de 2026 han sido de 86 miles de euros.

(2) Incluye operaciones hasta el 3 de marzo de 2026, fecha en la que BlackRock Inc realizó la colocación de la totalidad de la participación sobre el capital social de Naturgy, que ostentaba a través de GIP Canary III.

(3) Incluye operaciones hasta el 26 de mayo de 2026, fecha en la que CVC Capital Partners PLC realizó la colocación de toda la participación sobre Naturgy.

A 30.06.2025					
Gastos e ingresos (en miles de euros)	Accionistas significativos				Administradores y Personal Directivo
	Criteria	CVC	BlackRock	IFM	
Total gastos	—	—	—	—	—
Total ingresos	—	—	—	—	—

Otras transacciones (en miles de euros)	Criteria	CVC	BlackRock (1)	IFM	Administradores y Personal Directivo
Compra de activos materiales, intangibles y otros (2)	704.865	546.759	544.798	446.245	—
Dividendos y otros beneficios distribuidos (3)	155.376	120.515	120.083	98.353	—

(1) Dividendos recibidos a través de la participación de GIP III Canary 1, S.à.r.l.

(2) Venta de acciones de Naturgy Energy Group, S.A. (Nota 7)

(3) Los dividendos recibidos por los Administradores y la Alta dirección (Nota 14) durante el primer semestre del ejercicio 2025 fueron de 111 miles de euros.

Nota 14. Información sobre miembros del Consejo de Administración y la Alta Dirección

Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y la Alta Dirección

El importe devengado por los miembros del Consejo de Administración de Naturgy Energy Group, S.A., por su pertenencia al Consejo de Administración y a las distintas Comisiones del mismo ha ascendido a 2.153 miles de euros a 30 de junio de 2026 (2.204 miles de euros a 30 de junio de 2025).

A 30 de junio de 2026 el Consejo de Administración está formado por 11 miembros (15 miembros a 30 de junio de 2025). Durante el primer semestre del año se han producido los siguientes cambios en su composición: la incorporación de un consejero dominical en representación de IFM; el cese de los seis consejeros dominicales representantes de GIP III Canary 1, S.à r.l. y Rioja Acquisition, S.à r.l., como consecuencia de la transmisión de sus respectivas participaciones accionariales (Nota 7); y la incorporación de un consejero independiente adicional.

En cuanto a las comisiones del Consejo, su composición ha sido modificada respecto a la existente a 30 de junio de 2025, quedando configuradas del siguiente modo: la Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Gobernanza, integrada por 4 miembros (anteriormente denominada Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Gobierno Corporativo, con una composición de 5 miembros); la Comisión de Auditoría y Sostenibilidad, con 5 miembros (resultado de la integración de la anterior Comisión de Auditoría y Control, formada por 5 miembros, y de la Comisión de Sostenibilidad, formada por 4 miembros); y la Comisión de Proyectos de Inversión, integrada por 5 miembros, de nueva creación. Por otra parte, la Comisión de Visión Estratégica, cuya creación fue aprobada por el Consejo de Administración el 17 de febrero de 2026, integró sus funciones en la Comisión de Proyectos de Inversión.

Los miembros del Consejo de Administración de Naturgy Energy Group, S.A., excluyendo al Presidente Ejecutivo, no han percibido remuneración en concepto de participación en beneficios o primas, ni indemnizaciones, ni tienen concedidos créditos ni anticipos. Tampoco han recibido acciones ni opciones sobre acciones durante el periodo, ni han ejercido opciones ni tienen opciones pendientes de ejercitar.

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos con la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo de Naturgy. A 30 de junio de 2026, el importe de la prima satisfecha por Naturgy Energy Group, S.A. ha ascendido a 207 miles de euros (240 miles de euros a 30 de junio de 2025).

A los efectos exclusivos de la información contenida en este apartado se considera Alta Dirección al Presidente Ejecutivo, a los directivos con dependencia directa del Consejo de Administración, de sus Comisiones o del Presidente Ejecutivo.

Como consecuencia del criterio establecido en el párrafo anterior, a 30 de junio de 2026, 17 personas conforman este colectivo, igual que en 2025, de las cuales 1 persona pertenece a empresas del grupo (2 personas a 30 de junio de 2025).

Los importes devengados por los miembros de la Alta Dirección en concepto de retribución fija, retribución variable y otros conceptos han ascendido a 7.380 miles de euros a 30 de junio de 2026 (7.079 miles de euros a 30 de junio de 2025).

Con fecha 18 de febrero de 2025, el Consejo de Administración de Naturgy acordó el vencimiento anticipado del plan de incentivo variable a largo plazo que se explica en las notas 7 y 8 de estos Estados financieros intermedios resumidos. La liquidación de este plan, correspondiente al periodo de siete años comprendido entre 2018 y 2024 y aplicable a los miembros de la Alta Dirección, supuso un importe anual de 7.539 miles de euros.

Asimismo, el Consejo de Administración, para dar cumplimiento al esquema vigente de retribución variable plurianual, aprobó un nuevo incentivo para el periodo 2025-2027, aplicable al conjunto de los directivos de Naturgy (130 directivos), incluidos los 17 miembros de la Alta Dirección (véase Nota 8).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 1.058 miles de euros a 30 de junio de 2026 (1.025 miles de euros a 30 de junio de 2025).

A 30 de junio de 2026, Naturgy tiene concedidos avales sobre créditos a la Alta Dirección por valor de 1.115 miles de euros (1.115 miles de euros a 31 de diciembre de 2025), y a dicha fecha no existen anticipos concedidos a este colectivo (tampoco a 31 de diciembre de 2025). Asimismo, durante el primer semestre de 2026 no se han abonado indemnizaciones por terminación de la relación laboral a la Alta Dirección, del mismo modo que no se efectuaron pagos durante el mismo periodo de 2025.

Operaciones con miembros del Consejo de Administración y la Alta Dirección

Los miembros del Consejo de Administración y de la Alta Dirección no han llevado a cabo, durante el primer semestre de 2026 y durante el ejercicio 2025, operaciones vinculadas ajenas al tráfico ordinario o que no se hayan realizado en condiciones normales de mercado con Naturgy Energy Group, S.A. o con las sociedades del grupo.

Nota 15. Pasivos contingentes por litigios y arbitrajes

A continuación, se indican los principales cambios producidos y/o actualizaciones de provisiones durante los primeros seis meses de 2026 en relación con la situación descrita en el apartado de Pasivos contingentes por litigios y arbitrajes de la Nota 27 “Compromisos y pasivos contingentes” de las Cuentas anuales del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025:

Actas en disconformidad por retenciones

Con fecha 7 de julio de 2023 se firmaron actas en disconformidad por el concepto retenciones a cuenta del impuesto sobre la renta de no residentes para el periodo 2018-2020 por importe de 198 millones de euros, incluyendo intereses, contra las que se han presentado reclamación económica administrativa ante el Tribunal Económico Administrativo Central. A 30 de junio de 2026, no se considera probable que el riesgo que se pone de manifiesto en ellas acabe materializándose.

Interrupción del suministro eléctrico en España

Con respecto a la interrupción del suministro eléctrico producida el 28 de abril de 2025 en la península ibérica, las autoridades competentes continúan analizando sus causas, para lo cual el Grupo ha continuado siendo objeto de requerimientos informativos en dicho contexto.

Durante el primer semestre de 2026 se han producido determinadas actuaciones en el marco de este evento. En particular, se han recibido once expedientes sancionadores de la CNMC por presuntos incumplimientos en materia de mantenimiento e idoneidad técnica de las instalaciones, así como del procedimiento de operación 7.4. Asimismo, la CNMC ha emitido un acuerdo por el que se incoa procedimiento sancionador a Centrales Nucleares Trillo-Almaraz A.I.E., notificado a uno de los partícipes de la agrupación y comunicado a Naturgy en su condición de partícipe en dicha agrupación.

Adicionalmente, se han recibido reclamaciones de entidades privadas en concepto de responsabilidad civil por importes agregados no materiales, muchas de las cuales han sido presentadas con el objetivo de evitar la prescripción de los hechos. Naturgy ha comunicado estas reclamaciones a sus aseguradores al amparo de las pólizas de seguro del Grupo.

Al igual de lo ocurrido a cierre del ejercicio anterior, a 30 de junio de 2026 Naturgy considera que el riesgo de un resultado adverso material es remoto, no habiéndose reconocido responsabilidad ni registrado provisiones, atendiendo al análisis del comportamiento de las instalaciones del Grupo y a la cobertura de las pólizas de seguro.

A 30 de junio de 2026, los Estados financieros intermedios resumidos de la Sociedad incluyen provisiones por litigios, según la mejor estimación realizada con la información disponible a la fecha de formulación de estos Estados financieros intermedios resumidos sobre la evolución de los mismos, y las negociaciones en curso, que cubren los riesgos estimados. Por tanto, la Sociedad considera que no se derivarán pasivos adicionales significativos por los riesgos descritos en esta Nota.

Nota 16. Acontecimientos posteriores al 30 de junio de 2026

Con fecha 21 de julio de 2026, el Consejo de Administración de Naturgy ha aprobado la propuesta de distribución de un dividendo a cuenta con cargo a resultados del ejercicio 2026, tal y como se describe en la Nota 7.

A excepción de estos hechos, no se han producido acontecimientos posteriores significativos al cierre.

Estados Financieros Intermedios resumidos de Naturgy Energy Group, S.A.

Junio 2026

INFORME DE GESTIÓN



Informe de gestión correspondiente a los Estados Financieros Intermedios Resumidos al 30 de junio de 2026

Índice

1.	Evolución principales magnitudes	2
2.	Hechos significativos del primer semestre	2
3.	Principales riesgos y oportunidades	3
4.	Acciones propias	4
5.	Hechos posteriores	4

1. Evolución de las principales magnitudes

Naturgy Energy Group, S.A. es una sociedad holding, en la que la actividad ordinaria más relevante corresponde a la administración y gestión de las participaciones en distintas sociedades filiales. En consecuencia, sus resultados provienen fundamentalmente de dividendos e ingresos devengados procedentes de la financiación concedida a sociedades del grupo Naturgy.

Las principales magnitudes de Naturgy Energy Group, S.A. y su evolución a 30 de junio de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 son:

	30.06.2026	31.12.2025	%
Importe neto de la cifra de negocios (*)	1.351	1.415	(4,5)%
Resultado de explotación (*)	1.223	1.423	(14,1)%
Resultado del periodo (*)	1.034	1.229	(15,9)%
Fondos Propios	16.767	16.193	3,5 %
Patrimonio neto	16.792	16.209	3,6 %
Deuda financiera	6.488	5.950	9,0 %

(*) Información comparativa a 30 de junio de 2025

(1) Según la definición de Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR) utilizadas, la Deuda financiera corresponde a la suma de los epígrafes del Balance "Deuda financiera a largo plazo" (6.327 millones de euros a 30 de junio de 2026 y 5.804 millones de euros a 31 de diciembre de 2025) y "Deuda financiera a corto plazo" (161 millones de euros a 30 de junio de 2026 y 146 millones de euros a 31 de diciembre de 2025). La relevancia de uso se corresponde con la medida de endeudamiento de la Sociedad, que incluye conceptos corrientes y no corrientes. Es un indicador ampliamente utilizado en los mercados de capitales para comparar distintas empresas.

2. Hechos significativos del primer semestre

Básicamente la evolución del resultado del primer semestre del ejercicio 2026 y 2025 se explica por los ingresos devengados en instrumentos de patrimonio de empresas del grupo.

El importe neto de la cifra de negocios en el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2026, asciende a 1.351 millones de euros, de los cuales 1.121 millones de euros corresponden a dividendos recibidos de las empresas del grupo y asociadas y 230 millones de euros proceden de la financiación a empresas del grupo Naturgy (1.415 millones de euros a 30 de junio de 2025, los cuales 1 millón de euros correspondieron a ventas de gas, 1.183 millones de euros a dividendos recibidos de las empresas del grupo y asociadas, y 231 millones de euros por la financiación a empresas del grupo Naturgy).

A 30 de junio de 2026, la disminución del Importe de la cifra de negocios respecto al mismo periodo del ejercicio anterior en 64 millones de euros es el efecto neto de:

- Las ventas han disminuido en 1 millón de euros al haber cesado la operativa de ventas de gas natural en la Sociedad. En el ejercicio 2025 la Sociedad todavía actuaba como intermediaria en algunas ventas de gas natural destinado al mercado Europa a través de otras sociedades del grupo.
- Disminución en 62 millones de euros en los dividendos recibidos de las filiales en el semestre.
- Disminución de 1 millón de euros por ingresos financieros procedentes de financiación a filiales.

No existen saldos en los aprovisionamientos del ejercicio (2 millones de euros en 30 de junio de 2025) asociados fundamentalmente al aprovisionamiento de gas, que ha disminuido en su totalidad en línea con las ventas.

Otros ingresos de explotación por 56 millones de euros, los gastos de personal por 36 millones de euros, los gastos de explotación por 80 millones de euros, las amortizaciones por 11 millones de euros y la dotación de provisiones por deterioro de participaciones en empresas del grupo y asociadas por 57 millones de euros, llevan al resultado de explotación del periodo a situarse en 1.223 millones de euros, disminuyendo en 200 millones de euros respecto al mismo periodo del año anterior.

A 30 de junio de 2025, otros ingresos de explotación por 57 millones de euros, los gastos de personal por 27 millones de euros, los gastos de explotación por 74 millones de euros, las amortizaciones por 11 millones de euros y la reversión del deterioro de participaciones en empresas del grupo y asociadas por 65 millones de euros, llevaron al resultado de explotación del periodo a situarse en 1.423 millones de euros.

El resultado financiero ha sido negativo en 187 millones de euros (172 millones de euros en el mismo periodo de 2025).

El beneficio antes de impuestos asciende a 1.036 millones de euros y el impuesto de sociedades asciende a 2 millones de euros de menor gasto, lo que deja el resultado neto del periodo en 1.034 millones de euros, frente a los 1.229 millones de euros del mismo periodo del ejercicio anterior.

3. Principales riesgos y oportunidades

La información desglosada a continuación se refiere al grupo consolidado de Naturgy (en adelante Naturgy), si bien los principales riesgos y oportunidades de la Sociedad se encuentran debidamente detallados en la Nota 4 de los Estados Financieros Intermedios resumidos de la Sociedad.

Durante el primer semestre de 2026 Naturgy ha seguido el mismo Modelo de gestión de riesgos descrito en el apartado 4. Principales riesgos, oportunidades e incertidumbres, del Informe de gestión consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2025.

Naturgy ha definido, en su Mapa Corporativo de Riesgos, cinco tipologías de riesgos:

- **Económicos:** mercado (commodity, margen/precio, tipo de cambio y volumen), regulatorio y jurídico.
- **Financieros:** fiscal, crédito, tipo de interés, rating y liquidez.
- **Operativos:** operacional, relacionado con la naturaleza, cambio climático, security, de terceros, fraude, ciberseguridad, protección de datos, y de seguridad y salud.
- **Reputacionales/Cumplimiento:** compliance, reputacional y ASG, satisfacción del cliente y de personas.
- **Estratégicos:** asociados al portfolio de negocios a largo plazo de Naturgy, derivados de la planificación estratégica, de cambios en el entorno competitivo, de la sostenibilidad del negocio y de las apuestas de innovación.

Los principales riesgos de carácter económico y financiero se desarrollan en las notas 13 y 28 de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2026. Los principales riesgos operativos y reputacionales/cumplimiento se desarrollan a lo largo del Estado de Información no Financiera Consolidado e Información sobre Sostenibilidad del ejercicio anual finalizado a 31 de diciembre de 2025.

Finalmente, los riesgos estratégicos, por su naturaleza prospectiva, se integran en el horizonte temporal correspondiente, dentro de las restantes tipologías de riesgos (económicos, financieros, operativos y reputacionales/cumplimiento). A este respecto, el Plan Estratégico de Naturgy 2025-2027, aprobado por el Consejo de Administración el 18 de febrero de 2025, persigue la generación de un flujo de caja resiliente y el mantenimiento de un balance sólido que faciliten la ejecución del plan de inversiones del Grupo y aseguren una rentabilidad atractiva y sostenible para sus accionistas, guiándose por tres principios clave:

- Excelencia operativa
- Disciplina financiera y rentabilidad
- Retribución del accionista y liquidez

Naturgy concibe la transición energética como una oportunidad para transformar su negocio impulsando la descarbonización y el crecimiento sostenible, la seguridad energética y la competitividad de precios. En este contexto y, en base al Plan Estratégico 2025-2027, las principales oportunidades identificadas son:

- **Modelo industrial integrado con presencia en toda la cadena de valor**, con potencial de crecimiento y sólidos marcos regulatorios que permitan maximizar la rentabilidad.

- **Posición Multi-energía**, con presencia simultánea en electricidad y gas como fuente clave de transición energética.
- **Generación Renovable**, mediante el incremento de la capacidad de generación renovable alineado con la transición energética global, combinado con hibridaciones y repotenciaciones de parques eólicos en operación y baterías complementarias a plantas fotovoltaicas.
- **Operación y crecimiento en Redes**, con foco en la mejora continua de la calidad de la red y la garantía de suministro energético, integrando las energías renovables para satisfacer una mayor demanda de electricidad.
- **Liderar el desarrollo en Gases Renovables**, a través del desarrollo y adquisición de proyectos de innovación en gas renovable, alianzas y asociaciones que aceleren la descarbonización y consoliden el papel del gas en la transición energética.
- **El gas** como componente esencial para garantizar la seguridad de suministro y la flexibilidad, constituyéndose como piedra angular de la transición energética.

Junto a estas oportunidades, existen incertidumbres de naturaleza transversal, en particular la incertidumbre climática y el contexto geopolítico, que se materializan e impactan en buena parte de los riesgos incluidos en las tipologías anteriormente descritas, y que se detallan en las notas 2.5.b. y 2.5.c., respectivamente.

La evolución del marco normativo se describe en detalle en el Anexo II de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2026.

4. Acciones propias

Los movimientos habidos durante los seis primeros meses del ejercicio 2026 y en el ejercicio 2025 con acciones propias de la Sociedad se detallan en la Nota 7 de los Estados Financieros intermedios resumidos.

5. Hechos posteriores

Los hechos posteriores al 30 de junio de 2026 se describen en la Nota 16 de los Estados Financieros Intermedios resumidos al 30 de junio de 2026.

NATURGY ENERGY GROUP, S.A.

Formulación del Informe Financiero Semestral de NATURGY ENERGY GROUP, S.A. correspondiente al primer semestre del ejercicio 2026, realizada por el Consejo de Administración de NATURGY ENERGY GROUP, S.A., en su sesión de 21 de julio de 2026.

D. Francisco Reynés Massanet
Presidente Ejecutivo

D. Ramón Adell Ramón
Consejero

D. Lars Bespolka
Consejero

Dña. Isabel Estapé Tous
Consejera

Dña. María Isabel Gabarró Miquel
Consejera

Dña. Anke Groth
Consejera

Dña. Helena Herrero Starkie
Consejera Coordinadora

D. Enrico Letta
Consejero

D. Pedro Sainz de Baranda Riva
Consejero

D. Claudi Santiago Ponsa
Consejero

D. Jaime Siles Fernández-Palacios
Consejero