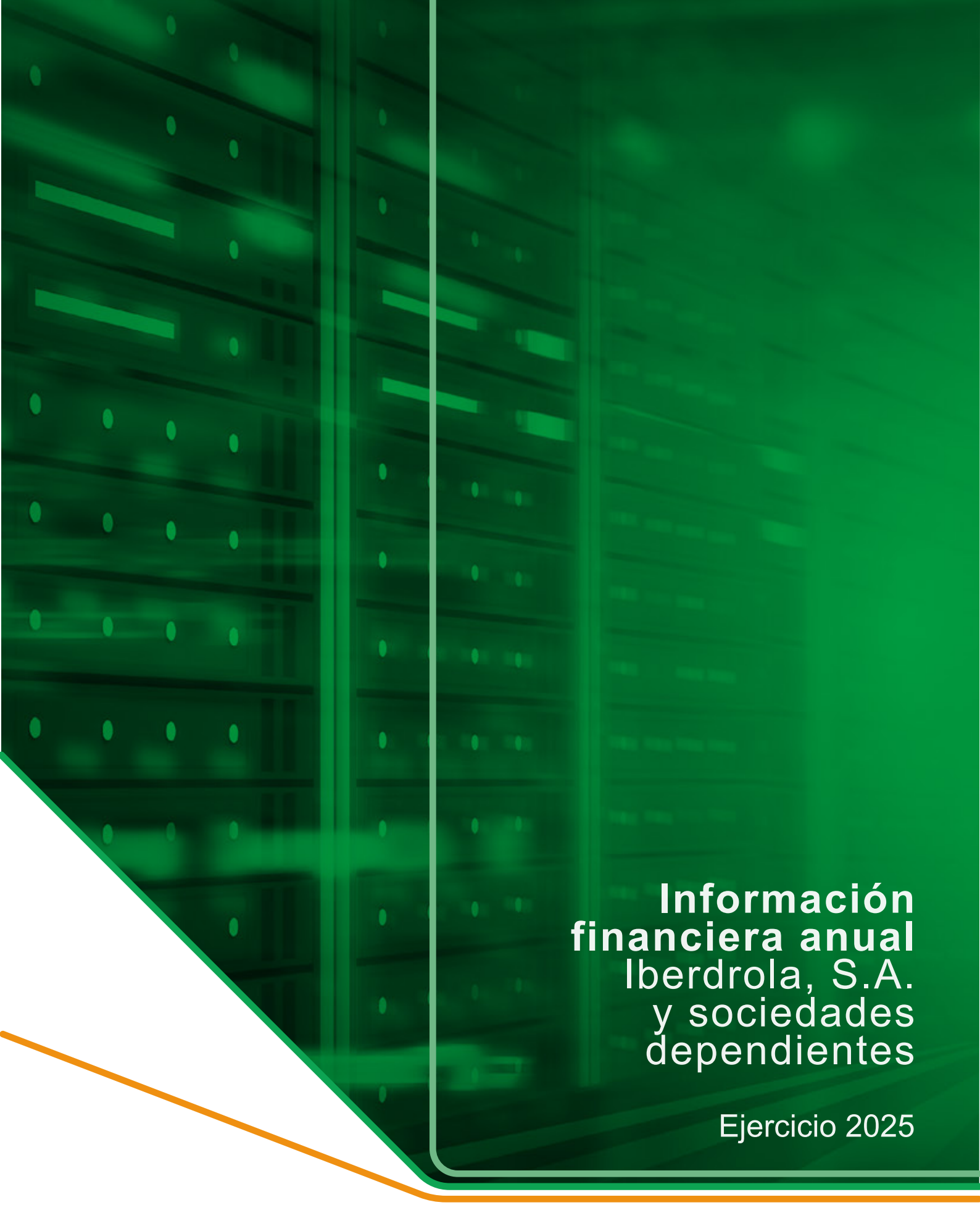


Información financiera anual

Iberdrola, S.A. y sociedades dependientes

Ejercicio 2025

Iberdrola

Informe de Auditoría de Iberdrola, S.A. y sociedades dependientes

(Junto con las cuentas anuales consolidadas e informe de gestión consolidado de Iberdrola, S.A. y sociedades dependientes correspondientes al ejercicio finalizado el 31.12.25)

KPMG Auditores, S.L.
Torre Iberdrola
Plaza Euskadi, 5
Planta 17
48009 Bilbao

Informe de Auditoría de Cuentas Anuales Consolidadas emitido por un Auditor Independiente

A los accionistas de Iberdrola, S.A.

INFORME SOBRE LAS CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

Opinión

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Iberdrola, S.A. (la Sociedad dominante) y sus sociedades dependientes (el Grupo), que comprenden el estado de situación financiera a 31 de diciembre de 2025, el estado del resultado, el estado del resultado global, el estado de cambios en el patrimonio neto, el estado de flujos de efectivo y la memoria, todos ellos consolidados, correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo a 31 de diciembre de 2025, así como de sus resultados y flujos de efectivo, todos ellos consolidados, correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea (NIIF-UE), y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación en España.

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España. Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección *Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas* de nuestro informe.

Somos independientes del Grupo de conformidad con los requerimientos de ética, incluidos los de independencia, que son aplicables a nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas en España, según lo exigido por la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas. En este sentido, no hemos prestado servicios distintos a los de la auditoría de cuentas ni han concurrido situaciones o circunstancias que, de acuerdo con lo establecido en la citada normativa reguladora, hayan afectado a la necesaria independencia de modo que se haya visto comprometida.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor significatividad en nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas del periodo actual. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas en su conjunto, y en la formación de nuestra opinión sobre éstas, y no expresamos una opinión por separado sobre esas cuestiones.

KPMG Auditores S.L., sociedad española de responsabilidad limitada y firma miembro de la organización global de KPMG de firmas miembro independientes afiliadas a KPMG International Limited, sociedad inglesa limitada por garantía.
Todos los derechos reservados.
Paseo de la Castellana, 259C 28046 Madrid

Inscrita en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas con el nº.S0702, y en el Registro de Sociedades del Instituto de Censores Jurados de Cuentas con el nº.10.
Reg. Mer Madrid, T. 11.961, F. 90, Sec. 8, H. M -188.007, Inscrip. 9
N.I.F. B-78510153

Deterioro de valor de los activos no corrientes no financieros Véase Notas 3.i, 9,11, 14 y 42 de las cuentas anuales consolidadas	
Cuestión clave de la auditoría	*Cómo se abordó la cuestión en nuestra auditoría*
Las NIIF-UE establecen que la entidad evaluará, en cada fecha de cierre del balance, si existe algún indicio de deterioro de valor de sus activos o unidades generadoras de efectivo (UGEs) y, si existiera, obliga a la entidad a estimar el importe recuperable de los mismos. En el ejercicio 2025 se han identificado indicios de deterioro en proyectos vinculados con energías renovables que afectan a la UGE onshore y a varias offshore, todas ellas ubicadas en Estados Unidos, debido a los motivos explicados en la Nota 14 de las cuentas anuales consolidadas. En este contexto, se ha realizado un análisis de deterioro de los activos no corrientes de dichas UGEs, que ha puesto de manifiesto que los valores recuperables de las UGEs de Energías renovables offshore en desarrollo a la fecha de realización del análisis, estimados mediante el método de la determinación del valor razonable menos costes de venta, son inferiores a sus valores contables por lo que se ha registrado una corrección valorativa en el ejercicio 2025 por importe de 371 millones de euros. Asimismo, y con independencia de la existencia de cualquier indicio de deterioro de los activos o UGEs, las NIIF-UE exigen comprobar anualmente el deterioro del fondo de comercio y los activos intangibles de vida útil indefinida o que no estén aún en explotación. Las cuentas anuales consolidadas de Iberdrola, como consecuencia de las adquisiciones efectuadas en los últimos ejercicios, incluyen fondos de comercio y activos intangibles de vida útil indefinida por importe de 8.389 y 8.264 millones de euros, respectivamente, asignados a las UGEs correspondientes.	Nuestros procedimientos de auditoría incluyeron, entre otros: ▪ La evaluación del diseño e implementación de los controles clave relacionados con el proceso de evaluación de deterioro, y en particular, con el proceso de identificación de indicios de deterioro. ▪ La evaluación del diseño e implementación de los controles vinculados al proceso de determinación del valor recuperable. ▪ La evaluación de la razonabilidad de la metodología empleada en el cálculo del valor recuperable y las principales hipótesis consideradas, con la involucración de nuestros especialistas en valoración. ▪ La comparación de la información considerada en el modelo con la información sectorial, económica y financiera disponible a través de fuentes externas. ▪ Para el caso de la determinación del valor en uso, adicionalmente: - El análisis de la consistencia de las estimaciones de crecimiento de los flujos de efectivo futuro previstas con los planes de negocio aprobados por los órganos de gobierno, incluyendo su coherencia con la estrategia del Grupo para abordar el cambio climático y el acuerdo de París. - La realización de un análisis comparativo de las previsiones de flujos estimadas en el ejercicio anterior con los flujos reales obtenidos (análisis retrospectivo). ▪ La evaluación de la sensibilidad del valor recuperable ante cambios en determinadas hipótesis que pueden considerarse razonables.

Deterioro de valor de los activos no corrientes no financieros Véase Notas 3.i, 9,11, 14 y 42 de las cuentas anuales consolidadas	
Cuestión clave de la auditoría	*Cómo se abordó la cuestión en nuestra auditoría*
El cálculo del valor recuperable de las UGEs objeto de la comprobación del deterioro, definido como el mayor entre su valor razonable menos costes de enajenación y su valor en uso, se determina mediante la utilización de metodologías basadas en el descuento de flujos de efectivo, cuya estimación se encuentra sujeta a importantes elementos de juicio, así como al uso de hipótesis y estimaciones. Debido al elevado grado de juicio requerido y la incertidumbre asociada a las citadas estimaciones y a la significatividad del valor de los activos no corrientes se ha considerado una cuestión clave de auditoría.	▪ La evaluación de si la información revelada en las cuentas anuales consolidadas cumple con los requerimientos del marco normativo de información financiera aplicable.

Reconocimiento de ingresos: Energía suministrada pendiente de facturar Véase Notas 3.s y 5 de las cuentas anuales consolidadas	
Cuestión clave de la auditoría	*Cómo se abordó la cuestión en nuestra auditoría*
Los negocios del Grupo que realizan actividades de comercialización de energía deben efectuar estimaciones de los suministros de energía pendientes de facturar a sus clientes finales correspondientes al periodo comprendido entre la última medición de los contadores y el cierre del ejercicio. El importe de la estimación de la energía suministrada no facturada al 31 de diciembre de 2025 asciende a 2.416 millones de euros. La energía suministrada no facturada se estima a partir de información tanto interna como externa y su comparación con las medidas recogidas en los sistemas de gestión utilizados por los negocios. Los ingresos se calculan multiplicando el volumen de consumo estimado no facturado, proceso que se ve afectado por importantes niveles de incertidumbre, por la tarifa acordada con cada cliente.	Nuestros procedimientos de auditoría han incluido, entre otros: ▪ El análisis del diseño, implementación y eficacia operativa de los controles clave relacionados con el proceso de las estimaciones de ingresos no facturados. ▪ Evaluación de la razonabilidad del modelo de cálculo utilizado ▪ Comparación de las estimaciones efectuadas al cierre del ejercicio anterior con los datos de facturación reales (análisis retrospectivo). ▪ La comprobación de la razonabilidad del volumen de energía pendiente de facturar mediante el análisis de la información histórica y de otra información interna y externa disponible.

Reconocimiento de ingresos: Energía suministrada pendiente de facturar Véase Notas 3.s y 5 de las cuentas anuales consolidadas	
Cuestión clave de la auditoría	*Cómo se abordó la cuestión en nuestra auditoría*
La determinación de los ingresos por energía suministrada pendiente de facturar requiere la realización de estimaciones por parte de la dirección del Grupo que implican la aplicación de criterios, juicios e hipótesis en sus cálculos, por lo que se ha considerado una cuestión clave de nuestra auditoría.	▪ La comprobación, para una muestra seleccionada, de las tarifas aplicadas mediante su comparación con la información recogida en las bases de datos de los contratos suscritos con clientes. ▪ La evaluación de si la información revelada en las cuentas anuales consolidadas cumple con los requerimientos del marco normativo de información financiera aplicable.

Combinaciones de negocios: Toma de control de North West Electricity Networks (Jersey) Limited (ENW Holding). Véase Notas 3.x, 7 y 9 de las cuentas anuales consolidadas	
Cuestión clave de la auditoría	*Cómo se abordó la cuestión en nuestra auditoría*
Durante el ejercicio 2024, la Sociedad suscribió determinados contratos para la adquisición de un 88% de ENW Holding, sociedad titular, indirectamente, del 100% del capital social de Electricity North West Limited (ENW), compañía distribuidora de electricidad británica que opera en el Reino Unido. No obstante, dicha adquisición se registró y valoró en el ejercicio 2024 por el método de la participación al estar sujeta a la aprobación de la autoridad de defensa de la competencia del Reino Unido (CMA por sus siglas en inglés) que impedía a la Sociedad el ejercicio del control sobre la misma. En marzo de 2025, una vez se produce la aprobación de la operación por parte de la CMA se culmina la toma de control y, en consecuencia, se registra la combinación de negocios.	Nuestros procedimientos de auditoría han incluido, entre otros: ▪ La evaluación y discusión con la Dirección del Grupo del proceso seguido para la identificación y el registro de los activos y pasivos adquiridos y la determinación de la fecha de adquisición (toma del control). ▪ Obtención del informe de valoración realizado por el experto independiente contratado por el Grupo y evaluación de la metodología y de las hipótesis claves utilizadas para determinar el valor razonable de la participada así como los valores razonables de los activos y pasivos adquiridos y su identificación involucrando para ello a nuestros especialistas en valoración y corroborando las explicaciones del Grupo con los datos de mercado y nuestra experiencia en operaciones similares.

Combinaciones de negocios: Toma de control de North West Electricity Networks (Jersey) Limited (ENW Holding). **Véase Notas 3.x, 7 y 9 de las cuentas anuales consolidadas**	
Cuestión clave de la auditoría	*Cómo se abordó la cuestión en nuestra auditoría*
Como resultado de la mencionada transacción y de conformidad con el marco normativo de información financiera aplicable, la Sociedad ha registrado en 2025 un fondo de comercio por importe de 586 millones de euros y un activo intangible de vida útil indefinida relativo a la concesión perpetua de distribución de energía eléctrica en determinadas zonas del Reino Unido cuyo importe a 31 de diciembre de 2025 asciende a 2.405 millones de euros. Consideramos esta transacción una cuestión clave de nuestra auditoría debido a su significatividad, al juicio de valor requerido para determinar la fecha de toma de control, y en la identificación y determinación del valor razonable de los activos y pasivos adquiridos.	▪ Adicionalmente, hemos evaluado si la información revelada en las cuentas anuales sobre la transacción y el citado proceso cumple con los requerimientos del marco normativo de información financiera aplicable.

Otra información: Informe de gestión consolidado

La otra información comprende exclusivamente el informe de gestión consolidado del ejercicio 2025, cuya formulación es responsabilidad de los administradores de la Sociedad dominante y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas.

Nuestra opinión de auditoría sobre las cuentas anuales consolidadas no cubre el informe de gestión consolidado. Nuestra responsabilidad sobre la información contenida en el informe de gestión consolidado, de conformidad con lo exigido por la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas, consiste en:

a) Comprobar únicamente que el estado de información no financiera consolidado, determinada información incluida en el Informe Anual de Gobierno Corporativo y el Informe Anual de Remuneraciones de los Consejeros, a los que se refiere la Ley de Auditoría de Cuentas, se ha facilitado en la forma prevista en la normativa aplicable y en caso contrario, a informar sobre ello.

b) Evaluar e informar sobre la concordancia del resto de la información incluida en el informe de gestión consolidado con las cuentas anuales consolidadas, a partir del conocimiento del Grupo obtenido en la realización de la auditoría de las citadas cuentas, así como evaluar e informar de si el contenido y presentación de esta parte del informe de gestión consolidado son conformes a la normativa que resulta de aplicación. Si, basándonos en el trabajo que hemos realizado, concluimos que existen incorrecciones materiales, estamos obligados a informar de ello.

Sobre la base del trabajo realizado, según lo descrito anteriormente, hemos comprobado que la información mencionada en el apartado a) anterior se facilita en la forma prevista en la normativa aplicable y que el resto de la información que contiene el informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025 y su contenido y presentación son conformes a la normativa que resulta de aplicación.

Responsabilidad de los administradores y de la comisión de auditoría en relación con las cuentas anuales consolidadas

Los administradores de la Sociedad dominante son responsables de formular las cuentas anuales consolidadas adjuntas, de forma que expresen la imagen fiel del patrimonio consolidado, de la situación financiera consolidada y de los resultados consolidados del Grupo, de conformidad con las NIIF-UE y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo en España, y del control interno que consideren necesario para permitir la preparación de cuentas anuales consolidadas libres de incorrección material, debida a fraude o error.

En la preparación de las cuentas anuales consolidadas, los administradores de la Sociedad dominante son responsables de la valoración de la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con empresa en funcionamiento y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento excepto si los administradores tienen intención de liquidar el Grupo o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

La comisión de auditoría de la Sociedad dominante es responsable de la supervisión del proceso de elaboración y presentación de las cuentas anuales consolidadas.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que las cuentas anuales consolidadas en su conjunto están libres de incorrección material, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión.

Seguridad razonable es un alto grado de seguridad pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España siempre detecte una incorrección material cuando existe. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en las cuentas anuales consolidadas.

Como parte de una auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

– Identificamos y valoramos los riesgos de incorrección material en las cuentas anuales consolidadas, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas, o la elusión del control interno.

- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno del Grupo.
- Evaluamos si las políticas contables aplicadas son adecuadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por los administradores de la Sociedad dominante.
- Concluimos sobre si es adecuada la utilización, por los administradores de la Sociedad dominante, del principio contable de empresa en funcionamiento y basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en las cuentas anuales consolidadas o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, los hechos o condiciones futuros pueden ser la causa de que el Grupo deje de ser una empresa en funcionamiento.
- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de las cuentas anuales consolidadas, incluida la información revelada, y si las cuentas anuales consolidadas representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran expresar la imagen fiel.
- Planificamos y ejecutamos la auditoria del Grupo para obtener evidencia suficiente y adecuada en relación con la información financiera de las entidades o de las unidades de negocio del Grupo como base para la formación de una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas. Somos responsables de la dirección, supervisión y revisión del trabajo realizado para los fines de la auditoría del grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Nos comunicamos con la comisión de auditoría de la Sociedad dominante en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos a la comisión de auditoría de la Sociedad dominante una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética relativos a independencia, y nos hemos comunicado con la misma para informar de aquellas cuestiones que razonablemente puedan suponer una amenaza para nuestra independencia y, en su caso, de las medidas de salvaguarda adoptadas para eliminar o reducir la amenaza.

Entre las cuestiones que han sido objeto de comunicación a la comisión de auditoría de la Sociedad dominante, determinamos las que han sido de la mayor significatividad en la auditoría de las cuentas anuales consolidadas del periodo actual y que son, en consecuencia, las cuestiones clave de la auditoría.

Describimos esas cuestiones en nuestro informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente la cuestión.

INFORME SOBRE OTROS REQUERIMIENTOS LEGALES Y REGLAMENTARIOS

Formato electrónico único europeo

Hemos examinado los archivos digitales del formato electrónico único europeo (FEUE) de Iberdrola, S.A. y sociedades dependientes del ejercicio 2025 que comprenden el archivo XHTML en el que se incluyen las cuentas anuales consolidadas del ejercicio y los ficheros XBRL con el etiquetado realizado por la Sociedad dominante, que formarán parte del informe financiero anual.

Los administradores de Iberdrola, S.A. son responsables de presentar el informe financiero anual del ejercicio 2025 de conformidad con los requerimientos de formato y marcado establecidos en el Reglamento Delegado UE 2019/815, de 17 de diciembre de 2018, de la Comisión Europea (en adelante Reglamento FEUE). A este respecto, han incorporado el Informe Anual de Gobierno Corporativo y el Informe Anual sobre Remuneraciones de los Consejeros por referencia en el informe de gestión consolidado.

Nuestra responsabilidad consiste en examinar los archivos digitales preparados por los administradores de la Sociedad dominante, de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas en vigor en España. Dicha normativa exige que planifiquemos y ejecutemos nuestros procedimientos de auditoría con el fin de comprobar si el contenido de las cuentas anuales consolidadas incluidas en los citados archivos digitales se corresponde íntegramente con el de las cuentas anuales consolidadas que hemos auditado, y si el formato y marcado de las mismas y de los archivos antes referidos se ha realizado en todos los aspectos significativos, de conformidad con los requerimientos establecidos en el Reglamento FEUE.

En nuestra opinión, los archivos digitales examinados se corresponden íntegramente con las cuentas anuales consolidadas auditadas, y éstas se presentan y han sido marcadas, en todos sus aspectos significativos, de conformidad con los requerimientos establecidos en el Reglamento FEUE.

Informe adicional para la comisión de auditoría de la Sociedad dominante

La opinión expresada en este informe es coherente con lo manifestado en nuestro informe adicional para la comisión de auditoría de la Sociedad dominante de fecha 27 de febrero de 2026.

Periodo de contratación

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 17 de mayo de 2024 nos nombró como auditores del Grupo por un período de 2 años, contados a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

Con anterioridad, fuimos designados por acuerdo/os de la Junta General de Accionistas para el periodo de 2 años y hemos venido realizando el trabajo de auditoría de cuentas de forma ininterrumpida desde el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

KPMG Auditores, S.L.
Inscrito en el R.O.A.C nº S0702

DAVID ESPANA
27/02/2026

Inscrito en el R.O.A.C: 22.690

Este informe se corresponde con el sello distintivo nº 03/26/00177 emitido por el Instituto de Censores Jurados de Cuentas de España

Información financiera anual

Iberdrola, S.A. y sociedades dependientes

Ejercicio 2025

Iberdrola

Cuentas anuales consolidadas e informe de gestión consolidado correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2025

Índice

Estados financieros consolidados Página

Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2025 4
Estado del resultado correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2025 6
Estado consolidado del resultado global correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2025 7
Estado consolidado de cambios en el patrimonio neto correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2025 8
Estado consolidado de flujos de efectivo correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2025 10
1. Actividad del grupo 12
2. Bases de presentación de las cuentas anuales consolidadas 12
3. Políticas contables 15
4. Directrices de Financiación y Riesgos Financieros 35
5. Uso de estimaciones contables 42
6. Cambio climático y acuerdo de París 45
7. Modificación del perímetro de consolidación y otras transacciones significativas 52
8. Información sobre segmentos 60
9. Activo intangible 67
10. Inversiones inmobiliarias 73
11. Propiedad, planta y equipo 76
12. Activo por derecho de uso 81
13. Acuerdos de concesión 83
14. Deterioro de activos no financieros 86
15. Inversiones financieras 92
16. Deudores comerciales y otros activos 97
17. Valoración y compensación de instrumentos financieros 99
18. Activos y pasivos mantenidos para su enajenación y operaciones discontinuadas 103
19. Combustible nuclear 107
20. Existencias 107
21. Efectivo y otros medios equivalentes 109
22. Patrimonio neto 110
23. Planes de compensación a largo plazo 124
24. Instrumentos de capital con características de pasivo financiero 129
25. Subvenciones de capital 130
26. Instalaciones cedidas o financiadas por terceros 131
27. Provisiones para pensiones y obligaciones similares 131
28. Otras provisiones 155
29. Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables 157
30. Instrumentos financieros derivados 164
31. Movimiento de las actividades de financiación del estado de flujos de efectivo 168
32. Arrendamientos 170

33. Otros pasivos financieros ... 172
34. Otros pasivos ... 174
35. Impuestos diferidos y gasto por impuesto sobre sociedades ... 174
36. Administraciones Públicas ... 190
37. Información sobre el periodo medio de pago a proveedores. Disposición adicional Tercera. "Deber de información" de la Ley 15/2010, de 5 de julio ... 190
38. Importe neto de la cifra de negocios ... 192
39. Aprovisionamientos ... 197
40. Gastos de personal ... 198
41. Tributos ... 199
42. Amortizaciones y provisiones ... 202
43. Ingreso financiero ... 203
44. Gasto financiero ... 203
45. Activos y pasivos contingentes ... 204
46. Garantías comprometidas con terceros y otros compromisos adquiridos ... 213
47. Retribuciones al Consejo de Administración ... 215
48. Remuneración directivos ... 219
49. Información sobre el cumplimiento del artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital ... 222
50. Saldos y operaciones con otras partes relacionadas ... 222
51. Hechos posteriores a 31 de diciembre de 2025 ... 224
52. Honorarios por servicios prestados por los auditores de cuentas ... 225
53. Beneficio por acción ... 227
54. Formulación de las cuentas anuales ... 228
Anexo I ... 229
Anexo II ... 262
Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2025 ... 283
Formulación ... 373

Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2025

Se muestra a continuación el Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2025 y 2024, expresado en millones de euros:

Activo	Nota	31.12.2025	31.12.2024 (*)
Activo intangible	**9**	**22.240**	**20.255**
Fondo de comercio		8.389	8.618
Otros activos intangibles		13.851	11.637
Inversiones inmobiliarias	**10**	**440**	**420**
Propiedad, planta y equipo	**11**	**93.842**	**94.461**
Propiedad, planta y equipo en explotación		80.445	79.355
Propiedad, planta y equipo en curso		13.397	15.106
Activo por derechos de uso	**12**	**2.420**	**2.630**
Inversiones financieras no corrientes		**10.197**	**13.032**
Participaciones contabilizadas por el método de participación	15.a	1.497	4.315
Cartera de valores no corrientes		43	40
Otras inversiones financieras no corrientes	15.b	7.269	7.499
Instrumentos financieros derivados	30	1.388	1.178
Deudores comerciales y otros activos no corrientes	**16**	**4.759**	**3.876**
Activos por impuestos corrientes	**35**	**395**	**832**
Impuestos diferidos activos	**35**	**1.688**	**1.952**
Total activo no corriente		**135.981**	**137.458**
Activos mantenidos para su enajenación	**18**	**3.541**	**404**
Combustible nuclear	**19**	**434**	**318**
Existencias	**20**	**2.364**	**2.987**
Deudores comerciales y otros activos corrientes		**12.095**	**10.777**
Activos por impuestos corrientes	36	1.027	692
Otras cuentas a cobrar a Administraciones Públicas	36	784	923
Deudores comerciales y otros activos corrientes	16	10.284	9.162
Inversiones financieras corrientes		**2.677**	**2.267**
Otras inversiones financieras corrientes	15.b	2.433	1.265
Instrumentos financieros derivados	30	244	1.002
Efectivo y otros medios equivalentes	**21**	**3.670**	**4.082**
Total activo corriente		**24.781**	**20.835**
Total activo		**160.762**	**158.293**

(*) El Estado consolidado de situación financiera correspondiente a 31 de diciembre de 2024 se presenta única y exclusivamente a efectos comparativos.

Las Notas 1 a 54 descritas en la Memoria consolidada adjunta y los Anexos forman parte integrante del Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2025.

Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2025

Patrimonio neto y pasivo	Nota	31.12.2025	31.12.2024 (*)
De la sociedad dominante		**50.068**	**47.125**
Capital suscrito		5.011	4.773
Ajustes por cambio de valor		219	374
Otras reservas		46.803	39.603
Acciones propias en cartera		(2.550)	(2.318)
Diferencias de conversión		(5.700)	(919)
Beneficio neto del ejercicio		6.285	5.612
De participaciones no dominantes		**13.351**	**13.926**
Total patrimonio neto	**22**	**63.419**	**61.051**
Subvenciones de capital	**25**	**1.191**	**1.305**
Instalaciones cedidas o financiadas por terceros	**26**	**6.861**	**6.683**
Provisiones no corrientes		**4.279**	**4.624**
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	27	1.022	1.302
Otras provisiones	28	3.257	3.322
Pasivos financieros no corrientes		**48.024**	**46.094**
Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	29	42.159	40.585
Instrumentos de capital con características de pasivo financiero	24	553	485
Instrumentos financieros derivados	30	1.624	1.124
Arrendamientos	32	2.416	2.619
Otros pasivos financieros no corrientes	33	1.272	1.281
Otros pasivos no corrientes	**34**	**235**	**434**
Pasivos por impuestos corrientes		**415**	**418**
Impuestos diferidos pasivos	**35**	**7.995**	**7.545**
Total pasivo no corriente		**69.000**	**67.103**
Pasivos vinculados con activos mantenidos para su enajenación	**18**	**942**	**197**
Provisiones corrientes		**753**	**795**
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	27	16	22
Otras provisiones	28	737	773
Pasivos financieros corrientes		**23.694**	**25.528**
Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	29	11.931	13.805
Instrumentos de capital con características de pasivo financiero	24	139	103
Instrumentos financieros derivados	30	374	867
Arrendamientos	32	178	180
Acreedores comerciales		6.463	6.183
Otros pasivos financieros corrientes	33	4.609	4.390
Otros pasivos corrientes		**2.954**	**3.619**
Pasivos por impuestos corrientes	36	289	1.137
Otras cuentas a pagar a Administraciones Públicas	36	1.475	1.454
Otros pasivos corrientes	34	1.190	1.028
Total pasivo corriente		**28.343**	**30.139**
Total patrimonio neto y pasivo		**160.762**	**158.293**

(*) El Estado consolidado de situación financiera correspondiente a 31 de diciembre de 2024 se presentan única y exclusivamente a efectos comparativos.

Las Notas 1 a 54 descritas en la Memoria consolidada adjunta y los Anexos forman parte integrante del Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2025.

Estado del resultado correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2025

Se muestra a continuación el Estado del resultado a 31 de diciembre de 2025 y 2024, expresado en millones de euros:

	Nota	2025	Reexpresado (Nota 2.c) 2024 (*)
Importe neto de la cifra de negocios	38	44.076	42.988
Aprovisionamientos	39	(20.028)	(19.777)
Margen bruto		**24.048**	**23.211**
Gastos de personal	40	(4.053)	(3.866)
Gastos de personal activados	40	1.173	938
Servicios exteriores		(3.810)	(4.032)
Otros resultados de explotación	7	1.363	950
Gasto operativo neto		(5.327)	(6.010)
Tributos	41	(2.765)	(2.559)
Beneficio bruto de explotación - EBITDA		**15.956**	**14.642**
Corrección valorativa de deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	16	(398)	(468)
Amortizaciones y provisiones	42	(5.803)	(6.535)
Beneficio de explotación - EBIT		**9.755**	**7.639**
Resultado de sociedades por el método de participación	15.a	96	(37)
Ingreso financiero	43	2.229	1.634
Gasto financiero	44	(3.983)	(3.424)
Resultado financiero		(1.754)	(1.790)
Beneficio antes de impuestos		**8.097**	**5.812**
Impuesto sobre sociedades	35	(1.671)	(1.343)
Beneficio neto del ejercicio procedente de actividades continuadas		**6.426**	**4.469**
Beneficio neto del ejercicio procedente de actividades discontinuadas (neto de impuestos)	18	**364**	**1.479**
Participaciones no dominantes	22	(505)	(336)
Beneficio neto atribuido a la sociedad dominante		**6.285**	**5.612**
Beneficio básico por acción en euros procedente de actividades continuadas	**53**	**0,845**	**0,59**
Beneficio diluido por acción en euros procedente de actividades continuadas	**53**	**0,843**	**0,589**
Beneficio básico y diluido por acción en euros procedente de actividades discontinuadas	**53**	**0,054**	**0,223**

(*) El Estado consolidado del resultado a 31 de diciembre de 2024 se presenta única y exclusivamente a efectos comparativos.

Las Notas 1 a 54 descritas en la Memoria consolidada adjunta y los Anexos forman parte integrante del Estado consolidado del resultado correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2025.

Estado consolidado del resultado global correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2025

Se muestra a continuación el Estado consolidado del resultado global a 31 de diciembre de 2025 y 2024, expresado en millones de euros:

	Nota	2025			Reexpresado (Nota 2.c) 2024 (*)		
		De la sociedad dominante	De participaciones no dominantes	Total	De la sociedad dominante	De participaciones no dominantes	Total
Beneficio neto del ejercicio		**6.285**	**505**	**6.790**	**5.612**	**336**	**5.948**
Otros resultados globales a imputar a los estados consolidados de resultados en los próximos ejercicios							
En ajustes por cambio de valor		**(140)**	**16**	**(124)**	**346**	**28**	**374**
Variación en la valoración de derivados de cobertura de flujos de efectivo	22	(198)	19	(179)	456	38	494
Variación del coste de la cobertura		(2)	0	(2)	0	0	0
Efecto fiscal	35	60	(3)	57	(110)	(10)	(120)
En diferencias de conversión		**(3.840)**	**(47)**	**(3.887)**	**948**	**(257)**	**691**
Total		**(3.980)**	**(31)**	**(4.011)**	**1.294**	**(229)**	**1.065**
Otros resultados globales que no se imputan a los estados consolidados de resultados en los próximos ejercicios							
En otras reservas		**(10)**	**(1)**	**(11)**	**(14)**	**21**	**7**
Pérdidas y ganancias actuariales de pensiones	27	(22)	(2)	(24)	(15)	30	15
Efecto fiscal	35	12	1	13	1	(9)	**(8)**
Total		(10)	(1)	(11)	**(14)**	**21**	**7**
Otros resultados globales de las sociedades contabilizadas por el método de participación (neto de impuestos)							
En ajustes por cambio de valor		**0**	0	0	1	0	1
Total	**15.a**	**0**	0	**0**	1	0	1
Total resultado neto imputado directamente en patrimonio		**(3.990)**	**(32)**	**(4.022)**	**1.281**	**(208)**	**1.073**
Total resultado global del ejercicio		**2.295**	**473**	**2.768**	**6.893**	**128**	**7.021**

(*) El Estado consolidado del resultado global correspondiente al ejercicio 2024 se presenta única y exclusivamente a efectos comparativos.

Las Notas 1 a 54 descritas en la Memoria consolidada adjunta y los Anexos forman parte integrante del Estado consolidado del Resultado global correspondiente al ejercicio anual terminados el 31 de diciembre de 2025.

Estado consolidado de cambios en el patrimonio neto correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2025

Se muestra a continuación el Estado consolidado de cambios en el patrimonio neto a 31 de diciembre de 2025 y 2024, expresado en millones de euros:

	Otras reservas										
	Capital suscrito	Acciones propias en cartera	Reserva legal	Prima de emisión	Otras reservas indisponibles	Resultados acumulados y remanente	Ajustes por cambio de valor	Diferencias de conversión	Beneficio neto del ejercicio	Participaciones no dominantes	Total
Saldo a 01.01.2025	**4.773**	**(2.318)**	**969**	**13.777**	**1.782**	**23.075**	**374**	**(919)**	**5.612**	**13.926**	**61.051**
Resultado global del ejercicio	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**(10)**	**(140)**	**(3.840)**	**6.285**	**473**	**2.768**
Operaciones con socios o propietarios											
Ampliación de capital (Nota 22)	388	0	0	4.628	0	(37)	0	0	0	0	4.979
Disminución de capital (Nota 22)	(150)	2.690	0	0	150	(2.690)	0	0	0	0	0
Distribución de resultados del ejercicio 2024	0	0	0	0	0	4.337	0	0	(5.612)	(328)	(1.603)
Combinaciones de negocios (Notas 7 y 22)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	369	369
Transacciones con participaciones no dominantes (Notas 7 y 22)	0	0	0	0	0	957	(15)	(941)	0	(1.293)	(1.292)
Operaciones con acciones propias (Nota 22)	0	(2.922)	0	0	0	48	0	0	0	0	(2.874)
Otras variaciones en el patrimonio neto											
Pagos basados en instrumentos de patrimonio (Nota 23)	0	0	0	0	0	(43)	0	0	0	(2)	(45)
Emisión de obligaciones perpetuas subordinadas (Nota 22)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.000	1.000
Amortización de obligaciones perpetuas subordinadas (Nota 22)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(800)	(800)
Devengo de intereses de obligaciones perpetuas subordinadas (Nota 22)	0	0	0	0	0	(231)	0	0	0	0	(231)
Otras variaciones	0	0	0	0	0	91	0	0	0	6	97
Saldo a 31.12.2025	**5.011**	**(2.550)**	**969**	**18.405**	**1.932**	**25.497**	**219**	**(5.700)**	**6.285**	**13.351**	**63.419**

	Otras reservas										
	Capital suscrito	Acciones propias en cartera	Reserva legal	Prima de emisión	Otras reservas indisponibles	Resultados acumulados y remanente	Ajustes por cambio de valor	Diferencias de conversión	Beneficio neto del ejercicio	Participaciones no dominantes	Total
Saldo a 01.01.2024	**4.763**	**(1.465)**	**969**	**13.924**	**1.645**	**21.161**	**2**	**(2.691)**	**4.803**	**17.181**	**60.292**
Resultado global del periodo	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**(14)**	**347**	**948**	**5.612**	**128**	**7.021**
Operaciones con socios o propietarios											
Ampliación de capital (Nota 22)	147	0	0	(147)	0	0	0	0	0	0	**0**
Disminución de capital (Nota 22)	(137)	2.072	0	0	137	(2.072)	0	0	0	0	**0**
Distribución de resultados del ejercicio 2023	0	0	0	0	0	3.637	0	0	(4.803)	(459)	**(1.625)**
Combinaciones de negocios (Notas 7 y 22)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**
Transacciones con participaciones no dominantes (Notas 7 y 22)	0	0	0	0	0	565	25	824	0	(3.716)	**(2.302)**
Operaciones con acciones propias (Nota 22)	0	(2.925)	0	0	0	10	0	0	0	0	**(2.915)**
Otras variaciones en el patrimonio neto											
Pagos basados en instrumentos de patrimonio (Nota 23)	0	0	0	0	0	**(29)**	**0**	**0**	**0**	**(4)**	**(33)**
Emisión de obligaciones perpetuas subordinadas (Nota 22)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.500	**1.500**
Amortización de obligaciones perpetuas subordinadas (Nota 22)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(700)	**(700)**
Devengo de intereses de obligaciones perpetuas subordinadas (Nota 22)	0	0	0	0	0	(221)	0	0	0	0	**(221)**
Otras variaciones	0	0	0	0	0	38	0	0	0	(4)	**34**
Saldo a 31.12.2024	**4.773**	**(2.318)**	**969**	**13.777**	**1.782**	**23.075**	**374**	**(919)**	**5.612**	**13.926**	**61.051**

(*) El Estado consolidado de cambios en el patrimonio neto correspondiente al ejercicio 2024 se presenta única y exclusivamente a efectos comparativos.

Las Notas 1 a 54 descritas en la Memoria consolidada adjunta y los Anexos forman parte integrante del Estado consolidado de cambios en el patrimonio neto correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2025.

Estado consolidado de flujos de efectivo correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2025

Se muestra a continuación el Estado consolidado de flujos de efectivo a 31 de diciembre de 2025 y 2024, expresado en millones de euros:

	Nota	2025	Reexpresado (Nota 2.c) 2024 (*)
Resultado antes de impuestos de actividades continuadas		8.097	5.812
Resultado antes de impuestos de actividades discontinuadas	2.c	395	2.281
Ajustes por			
Amortizaciones, provisiones, correcciones valorativas activos financieros y gastos de personal por pensiones	40, 42	6.493	7.412
Resultados netos de participación en empresas asociadas y negocios conjuntos	15.a	(96)	37
Subvenciones aplicadas	25	(378)	(337)
Ingresos y gastos financieros	43, 44	1.873	1.589
Resultados en enajenación de activos no corrientes	7	(261)	(1.717)
Variación de capital circulante			
Variación de deudores comerciales y otros		(2.454)	(1.760)
Variación de existencias		(644)	(620)
Variación de acreedores comerciales y otros pasivos		58	1.262
Pagos de provisiones		(386)	(430)
Impuestos sobre las ganancias pagados		(1.125)	(1.665)
Dividendos cobrados		63	61
Flujos netos de efectivo de actividades de explotación		**11.635**	**11.925**
Adquisición de subsidiarias		(70)	0
Cobros por enajenación de subsidiarias	7	1.289	5.680
Variación del efectivo por modificación del perímetro de consolidación	7	293	(243)
Adquisición de activos intangibles	9	(711)	(710)
Adquisición de empresas asociadas	15.a	(214)	(3.123)
Adquisición de inversiones inmobiliarias	10	(9)	(8)
Adquisición de propiedad, planta y equipo	11	(7.607)	(7.665)
Pagos por intereses capitalizados	43	(474)	(544)
Pagos por gastos de personal activados	40	(1.179)	(947)
Subvenciones de capital		35	87
Cobros/(pagos) por cartera de valores		(3)	(10)
Cobros/(pagos) por otras inversiones		(2.569)	(1.667)
Cobro/(pago) por activos financieros corrientes		246	460
Intereses cobrados		219	334
Impuestos sobre las ganancias	36	(445)	(275)
Cobros por enajenación de activos no financieros		22	234
Flujos netos de efectivo de las actividades de inversión		**(11.177)**	**(8.397)**
Ampliación de capital	22	4.979	0
Dividendos pagados		(1.275)	(1.166)
Dividendos pagados a participaciones no dominantes		(328)	(459)
Obligaciones perpetuas subordinadas	22		
Emisión		1.000	1.500
Reembolso		(800)	(700)
Intereses pagados		(240)	(207)
Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	31		
Emisiones y disposiciones		14.741	17.541
Reembolso		(12.481)	(12.418)
Intereses pagados excluidos intereses capitalizados		(1.897)	(1.614)

	Nota	2025	Reexpresado (Nota 2.c) 2024 (*)
Pasivos financieros por arrendamiento	32		
Pago de principal		(178)	(182)
Intereses pagados excluidos intereses capitalizados		(101)	(96)
Instrumentos de capital con características de pasivo financiero	24		
Emisión		328	19
Pagos		(196)	(186)
Adquisición de acciones propias	22	(3.017)	(2.076)
Cobros por enajenación de acciones propias	22	128	79
Pagos por transacciones con participaciones no dominantes	22	(1.903)	(2.517)
Cobros por transacciones con participaciones no dominantes	22	611	215
Flujos netos de efectivo de las actividades de financiación		**(629)**	**(2.267)**
Efecto de las variaciones en el tipo de cambio en el efectivo o equivalentes		**(95)**	**(198)**
Incremento (decremento) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(266)**	**1.063**
(-)Variación de Efectivo y otros activos líquidos equivalentes procedentes de activos y pasivos mantenidos para la venta	**18**	**(146)**	**0**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		**4.082**	**3.019**
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período		**3.670**	**4.082**

(*) El Estado consolidado de flujos de efectivo correspondiente al ejercicio 2024 se presenta, única y exclusivamente, a efectos comparativos.
Las Notas 1 a 54 descritas en la Memoria consolidada adjunta y los Anexos forman parte integrante del Estado consolidado de flujos de efectivo correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2025.

Memoria consolidada correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2025

1. Actividad del grupo

Iberdrola, S.A. (en adelante, IBERDROLA), constituida en España y con domicilio social en la Plaza Euskadi 5, en Bilbao, es la sociedad dominante de un Grupo de sociedades cuyas principales actividades son las siguientes:

- Producción de electricidad mediante fuentes renovables y convencionales.
- Compraventa de electricidad y gas en mercados mayoristas.
- Transporte y distribución de electricidad.
- Comercialización de electricidad, gas y servicios energéticos asociados.
- Otras actividades, principalmente ligadas al sector de la energía.

IBERDROLA desarrolla sus actividades tanto en España como en el extranjero, bien directamente, de forma total o parcial, o bien mediante la titularidad de acciones o de participaciones en otras sociedades, con sujeción en todo caso a las prescripciones de las legislaciones sectoriales aplicables en cada momento y, en especial, al sector eléctrico. El Grupo IBERDROLA desarrolla sus actividades principalmente en cinco países del área atlántica: España, Reino Unido, Estados Unidos, México (Nota 18) y Brasil.

2. Bases de presentación de las cuentas anuales consolidadas

2.a) Normativa contable aplicada

Las Cuentas anuales consolidadas del Grupo IBERDROLA del ejercicio 2025, que los administradores formulan con fecha 24 de febrero de 2026, se presentan de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante, NIIF), según han sido aprobadas por la Unión Europea, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento y del Consejo Europeo y los requisitos de formato electrónico establecidos en el Reglamento Delegado UE 2018/815 de la Comisión Europea. Los administradores de IBERDROLA esperan que la Junta General de Accionistas apruebe estas Cuentas anuales consolidadas sin ninguna modificación.

Las Cuentas anuales consolidadas del Grupo IBERDROLA correspondientes al ejercicio 2024 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 30 de mayo de 2025.

A 31 de diciembre de 2025 las Cuentas anuales consolidadas presentan un déficit de capital circulante de 3.562 millones de euros. Los administradores manifiestan que dicho déficit será cubierto mediante la generación de fondos de los negocios del Grupo IBERDROLA. Asimismo, como se detalla en la Nota 4, el Grupo IBERDROLA dispone de créditos concedidos y no dispuestos por importe de 16.364 millones de euros.

Las Cuentas anuales consolidadas se han preparado sobre la base del coste histórico, excepto en el caso de determinados instrumentos de patrimonio y los instrumentos financieros derivados, que se han valorado a su valor razonable. Los valores en libros de los activos y pasivos que son objeto de cobertura de valor razonable son ajustados para reflejar los cambios en su valor razonable originados por el riesgo cubierto.

Las políticas contables utilizadas en la preparación de estas Cuentas anuales consolidadas coinciden con las utilizadas en el ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2024 salvo por la aplicación anticipada con fecha 1 de enero de 2025 de las modificaciones a la NIIF 7 y NIIF 9: "Contratos de energía renovable".

Dichas modificaciones eliminan de manera prospectiva el registro de las ineficiencias en el Estado consolidado del resultado relativas al volumen de energía cuya producción no se considera altamente probable en las coberturas de flujos de caja donde el instrumento de cobertura es un PPA virtual o financiero que no supone la entrega física de energía.

A la fecha de primera aplicación, el Grupo IBERDROLA ha procedido a interrumpir la relación de cobertura original donde el instrumento de cobertura es un contrato a plazo de electricidad virtual o financiero (no supone la entrega física de energía y es liquidado por la diferencia en efectivo entre el precio de contrato y el precio de mercado de la electricidad) que generaba ineficiencias relativas al volumen de energía cuya producción no se consideraba altamente probable y ha designado una nueva relación de cobertura que no genera ineficiencias relativas al volumen de energía, dado que se considera que la transacción prevista designada como partida cubierta es altamente probable (Notas 3.k y 30).

Con fecha 1 de enero de 2025 ha entrado en vigor la modificación de la NIC 21: "Falta de intercambiabilidad", aprobadas por la Unión Europea para aplicación en Europa, que no ha tenido impacto en estas Cuentas anuales consolidadas.

2.b) Normativa emitida pendiente de aplicación

Por otro lado, a la fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas se habían emitido las siguientes normas, modificaciones e interpretaciones cuya fecha efectiva es igual o posterior a los ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2026:

Norma		Aplicación obligatoria	
		IASB	Unión Europea
Modificaciones a la NIIF 9 y NIIF 7	Modificaciones a la Clasificación y Valoración de Instrumentos financieros	1/1/2026	1/1/2026
Modificaciones a varias normas	Mejoras anuales de las NIIF – Volumen 11	1/1/2026	1/1/2026
NIIF 18	Presentación y desgloses en los estados financieros	1/1/2027	1/1/2027
Modificaciones a la NIC 21	Efectos de las variaciones en los tipos de cambio de la moneda extranjera	1/1/2027	(*)

(*) Pendientes de aprobación por la Unión Europea.

En la entrada en vigor de la NIIF 18, el Grupo IBERDROLA adaptará la estructura del Estado consolidado del resultado a las categorías de desglose predefinidas (operación, inversión y financiación) y los subtotales establecidos por la nueva norma (“resultado operativo” y “resultado antes de financiación e impuestos”); el importe del beneficio neto del Grupo IBERDROLA no se verá afectado por los nuevos requerimientos. Adicionalmente, se incluirá una nota específica en los estados financieros que incluirá los requisitos de información requeridos en relación con las Medidas de rendimiento (MPM, *Management-defined Performance Measures*). Asimismo, se seguirán los criterios de agregación y desagregación de la información a desglosar, tanto en los estados financieros primarios, como en las notas.

El Grupo IBERDROLA estima que la aplicación del resto de modificaciones no habría supuesto cambios significativos en estas Cuentas anuales consolidadas.

El Grupo IBERDROLA no ha aplicado en la preparación de estas Cuentas anuales consolidadas de forma anticipada ninguna norma, interpretación o modificación publicada que todavía no esté vigente a excepción de las modificaciones a la NIIF 7 y NIIF 9: "Contratos de energía renovable" (Nota 2.a).

2.c) Comparación de la información

Tal y como se indica en la Nota 7, en marzo de 2025 el Grupo IBERDROLA ha tomado el control de Electricity North West Limited (ENW) y en febrero de 2024 se produjo la desinversión en determinadas sociedades de México. Dichas transacciones deben ser tenidas en cuenta al comparar las cifras correspondientes al ejercicio 2025 con las correspondientes al periodo comparativo.

Adicionalmente, se ha procedido a modificar la información comparativa del ejercicio 2024 respecto a lo publicado en las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2024 por el siguiente concepto:

Operaciones discontinuadas

En julio de 2025, el Grupo IBERDROLA ha suscrito con COX ABG Group, S.A. un contrato de compraventa de la filial Iberdrola México, sociedad titular de negocios del Grupo IBERDROLA en México (Nota 18). El resultado después de impuestos de dicha actividad discontinuada se incluye en el epígrafe “Beneficio neto del ejercicio procedente de operaciones discontinuadas (neto de impuestos)” del Estado consolidado del resultado del ejercicio 2025 y 2024 en aplicación de los principios contables vigentes. En este sentido, los resultados y flujos de efectivo de los ejercicios 2025 y 2024 relacionados con dichas actividades se desglosan en la Nota 18 de esta Memoria. En consecuencia, se ha reexpresado la información comparativa del periodo anterior.

3. Políticas contables

3.a) Fondo de comercio

Los fondos de comercio adquiridos a partir del 1 de enero de 2004 se mantienen valorados a su coste de adquisición y los adquiridos con anterioridad a esa fecha se mantienen por su valor neto registrado a 31 de diciembre de 2003 de acuerdo con los criterios contables españoles en vigor a dicha fecha, conforme a lo establecido por la NIIF 1: “Adopción por primera vez de las NIIF”.

3.b) Otros activos intangibles

Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares

Las concesiones de distribución y transporte de energía eléctrica en Reino Unido propiedad de SCOTTISH POWER y las afectas a la actividad de AVANGRID no tienen límite legal ni de ningún otro tipo. En consecuencia, al tratarse de activos intangibles de vida indefinida, el Grupo IBERDROLA no los amortiza, si bien analiza su posible deterioro con periodicidad anual de acuerdo con lo descrito en la Nota 3.i.

Activo intangible bajo el alcance de la CINIIF 12

La CINIIF 12 afecta únicamente a la actividad de distribución de energía eléctrica que se desarrolla en Brasil (Nota 13). Dado que la contraprestación recibida por las actividades de construcción y mejora de las redes llevadas a cabo por el Grupo IBERDROLA en este país consiste, por una parte, en un derecho incondicional a recibir efectivo y, por la otra, en la facultad de repercutir determinados importes a los consumidores, la aplicación de la CINIIF 12 supone el reconocimiento de dos activos diferenciados correspondientes a ambas contraprestaciones:

- Un activo financiero que figura contabilizado en el epígrafe "Otras inversiones financieras no corrientes" del Estado consolidado de situación financiera (Nota 15.b).
- Un activo intangible, amortizable en el periodo de concesión, que se encuentra registrado en el epígrafe "Otros activos intangibles" del Estado consolidado de situación financiera (Nota 9).

Dado que el Grupo IBERDROLA presta más de un servicio (por ejemplo, servicios de explotación y servicios de construcción o mejora), la contraprestación recibida en el contexto del acuerdo de concesión de servicios se reconoce en el Estado consolidado del resultado separadamente, de acuerdo con la NIIF 15 “Ingresos ordinarios procedentes de contratos con clientes”.

Aplicaciones informáticas

La amortización de las aplicaciones informáticas se realiza linealmente en un periodo de entre tres y cinco años desde la entrada en explotación de cada aplicación.

Costes de captación de clientes

El Grupo IBERDROLA reconoce los costes incrementales de obtención de contratos con clientes relacionados principalmente con comisiones por la firma de contratos de venta como un activo intangible que se amortiza de forma sistemática en función de la vida media esperada de los contratos con clientes asociados a dichos costes.

3.c) Inversiones inmobiliarias

Las inversiones inmobiliarias son contabilizadas a su coste de adquisición neto de su amortización acumulada. Las inversiones inmobiliarias se amortizan distribuyendo linealmente el coste de los elementos que componen cada activo, minorado por su valor residual en caso de ser este significativo, entre los años de vida útil estimada, que varían entre 37,5 y 75 años en función de las características de cada activo.

3.d) Propiedad, planta y equipo

Los elementos que componen la propiedad, planta y equipo se hallan valorados a su coste de adquisición deducidas las amortizaciones y las correcciones valorativas acumuladas.El coste de adquisición incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

1. Con anterioridad a la fecha de transición a la normativa contable internacional (1 de enero de 2004), el Grupo IBERDROLA actualizó determinados activos españoles registrados bajo el epígrafe “Propiedad, planta y equipo” del Estado consolidado de situación financiera al amparo de diversas disposiciones legales entre las que se encuentra el Real Decreto-ley 7/1996, habiéndose considerado el importe de dichas actualizaciones como coste atribuido de los activos de acuerdo con lo establecido por la NIIF 1.

2. Los gastos financieros relativos a la financiación externa devengados únicamente durante el periodo de construcción (Nota 43).

3. Los gastos de personal relacionados directa o indirectamente con las construcciones en curso (Nota 40).

4. En caso de que el Grupo IBERDROLA esté obligado a desmantelar sus instalaciones o a rehabilitar el lugar donde se asientan, el valor actual de dichos costes se incorpora al valor en libros del activo por su valor presente, con abono al epígrafe “Provisiones no corrientes - Otras provisiones” del Estado consolidado de situación financiera (Nota 3.q).

El Grupo IBERDROLA sigue el criterio de traspasar la obra en curso al inmovilizado material en explotación una vez finalizado el correspondiente periodo de prueba.

3.e) Amortización del inmovilizado material en explotación

El Grupo IBERDROLA revisa cada año la vida útil de sus activos en función de fuentes de información internas y externas.

El inmovilizado material en explotación se amortiza distribuyendo linealmente el coste de los diferentes elementos que componen dicho inmovilizado, minorado por su valor residual, entre los años de vida útil estimada que, para la mayor parte de los activos, son los que se indican a continuación:

	Años promedio de vida útil estimada
Centrales de ciclo combinado	40
Centrales nucleares	44-47
Parques eólicos onshore	
Menos de 1 MW	30
Más de 1 MW:	
Componentes estructurales	40
Componentes no estructurales	25
Parques eólicos offshore	25-30
Centrales fotovoltaicas	30
Instalaciones de almacenamiento de gas	27-35
Instalaciones de transporte	40
Instalaciones de distribución	40-60
Contadores convencionales y aparatos de medida	10-40
Contadores electrónicos o inteligentes	10-15
Edificios	40-50
Despachos de maniobra y otras instalaciones	4-50

Los componentes significativos del inmovilizado material que mantengan vidas útiles distintas se consideran de forma separada.

3.f) Contratos de arrendamiento

El Grupo IBERDROLA clasifica el activo por derecho de uso y el pasivo por arrendamiento dentro de los epígrafes “Activo por derecho de uso”, “Pasivos financieros no corrientes – Arrendamientos” y “Pasivos financieros corrientes – Arrendamientos” del Estado consolidado de situación financiera, respectivamente.

Las rentas contingentes sujetas a la ocurrencia de un evento específico y las cuotas variables que dependen de los ingresos o del uso del activo subyacente se registran en el momento en el que se incurren en el epígrafe “Servicios exteriores” del Estado consolidado del resultado en lugar de formar parte del pasivo del arrendamiento.

El Grupo IBERDROLA opta por aplicar la exención al reconocimiento a los arrendamientos a corto plazo (plazo de arrendamiento igual o inferior a 12 meses). Asimismo, un mismo contrato puede contener componentes de arrendamiento y componentes que no son arrendamiento. El Grupo IBERDROLA opta, como criterio general, por no separar el registro contable de ambos componentes y contabilizarlos como un componente de arrendamiento único.

3.g) Combustible nuclear

El coste del combustible nuclear incorpora los gastos financieros devengados durante su fabricación (Nota 43).

Los consumos del combustible nuclear se cargan en el epígrafe “Aprovisionamientos” del Estado consolidado del resultado desde el momento en que se inicia la explotación de los elementos combustibles introducidos en el reactor, en función del coste de dichos elementos y de su grado de quemado en cada ejercicio.

3.h) Existencias

Materias energéticas

Las existencias de materias energéticas se valoran a su coste de adquisición, calculado mediante el precio medio ponderado, o al valor neto de realización, si éste fuera inferior. En el caso de materias energéticas que se incorporan al proceso de producción, no se realizan correcciones valorativas si se espera que los productos terminados a los que se incorporen sean vendidos por encima de su coste.

Existencias inmobiliarias

Las existencias inmobiliarias se valoran a coste de adquisición o producción, que incluye tanto el coste de adquisición de los terrenos y solares como los costes de su urbanización y los de construcción de las promociones inmobiliarias incurridos hasta el cierre del ejercicio, entre los que se incluyen los de proyectos, licencias y certificaciones de obra.

Su coste de adquisición incluye asimismo gastos financieros en la medida en que tales gastos corresponden al periodo del planeamiento urbanístico, urbanización o construcción hasta el momento en que los terrenos y solares se encuentran en condiciones de explotación (Nota 43).

El Grupo IBERDROLA compara periódicamente el coste de adquisición de las existencias inmobiliarias con su valor neto realizable, efectuándose las oportunas correcciones valorativas con cargo al Estado consolidado del resultado cuando este último es inferior. Si las circunstancias que causan la corrección valorativa dejan de existir, se revierte la misma contabilizando el correspondiente ingreso, teniendo como límite el menor del coste y el nuevo valor neto realizable de las existencias. Esta comparación se realiza tomando como referencia las estimaciones de valor realizadas por expertos externos cualificados a tal efecto (Knight Frank España, S.A. principalmente) de acuerdo con los Estándares de Valoración publicados por la Royal Institution of Chartered Suveyors (RICS) de Gran Bretaña, en su edición de enero de 2014 y confirmados en la edición de 2024.

En el caso de suelos, obra en curso y unidades pendientes de venta, se utiliza el valor neto realizable definido como el precio de venta esperado de un activo en el curso normal de la explotación menos los costes estimados para terminar su producción y los necesarios para llevar a cabo la venta.

Para el resto de terrenos y solares, la determinación del valor neto realizable se basa en el método residual, el cual requiere deducir los costes de la promoción propuesta del valor total de la promoción añadiendo el margen de beneficio que un promotor requeriría teniendo en cuenta el riesgo que conlleva la promoción. Las variables claves del método residual son:

- Ingresos previstos: consiste en el precio estimado al que se podrán vender cada una de las unidades de la promoción, de acuerdo a un ritmo de ventas según las estimaciones de los expertos independientes.

- Coste de la promoción: recoge todos los desembolsos a realizar por parte del promotor que desarrolla la obra en función de la tipología (por ejemplo: vivienda protegida frente a vivienda libre unifamiliar) y la calidad de construcción. Incorpora, además del coste de obra, los costes de proyectos y licencias (10%-12% sobre proyecto de ejecución material), jurídicos (1%-1,5% sobre proyecto de ejecución material), marketing y comercialización (2%-4% sobre ingresos) y contingencias no previstas (3%).

- Tiempo de desarrollo: el tiempo necesario para las distintas fases de planeamiento, gestión y disciplina urbanística, así como el periodo de construcción y comercialización previsto.

- Beneficio del promotor considerado en cada activo: varía dependiendo del estado urbanístico del suelo, tamaño de la promoción y complejidad de la misma, variando entre un 6% y un 36% sobre costes.

En el caso de suelos con licencia, obras en curso y unidades pendientes de venta, la diferencia principal respecto a los suelos sin licencia es el beneficio del promotor, en este caso menor debido al avance de la obra y la reducción de riesgo por aproximarse cada vez más a un producto terminado.

En el cierre de 2025, el 92,8% del valor de las existencias inmobiliarias cuenta con la valoración de un experto independiente actualizada a diciembre. En el resto de los casos (activos con valor inferior a 1.000.000€, suelo con desclasificación urbanística, obra en curso y restos de promociones), se ha contrastado el cumplimiento de las hipótesis de valoración de 2024 en 2025 y, en caso afirmativo, se ha considerado que el valor de mercado no ha sufrido modificación.

Derechos de emisión y certificados de energía renovable

Las existencias de derechos de emisión y certificados de energía renovable se valoran a su coste de adquisición, calculado mediante el precio medio ponderado, o a su coste de producción en caso de ser generados con la producción de energía a partir de instalaciones propias que hacen uso de recursos renovables. Posteriormente se valoran al menor entre su coste y el valor neto de realización. En el caso de derechos de emisión y certificados de energía renovable destinados a la entrega a organismos gubernamentales en cumplimiento de obligaciones medioambientales, no se realizan correcciones valorativas.

Los derechos de emisión y certificados de energía renovable adquiridos con la finalidad de obtener beneficios mediante las fluctuaciones de su precio de mercado se contabilizan a su valor razonable con cargo o abono al Estado consolidado del resultado.

Determinadas compañías del Grupo deben hacer entrega a organismos gubernamentales de derechos de emisión (en función de las emisiones de CO_2 realizadas a lo largo del ejercicio en Europa) y *Renewable Obligation Certificates* (ROCs) (en función de los MWh de electricidad suministrada a los clientes en Reino Unido bajo el mecanismo de *Renewable Obligation*). Dicha obligación se registra reconociendo una provisión con cargo al epígrafe "Aprovisionamientos" del Estado consolidado del resultado y su importe se calcula (i) por su valor en libros para aquellos derechos y certificados que se posean al cierre del periodo y (ii) por el precio de cotización al cierre, para aquellos derechos y certificados de los que no se disponga al cierre del periodo y que será necesario adquirir para cumplir con las mencionadas obligaciones.

Los derechos de emisión y certificados de energía renovable se dan de baja del Estado consolidado de situación financiera con ocasión de su enajenación a terceros, entrega o caducidad de los mismos. Cuando se realiza la entrega de los derechos de emisión, su baja se registra con cargo a la provisión registrada en el momento de producirse las emisiones de CO_2 sin impacto en el Estado consolidado del resultado.

Los ingresos y gastos derivados de la compraventa de las existencias se registran en el Estado del Resultado Consolidado en el epígrafe "Importe neto de la cifra de negocios" y "Aprovisionamientos", respectivamente, con la consiguiente variación de las correspondientes existencias.

3.i) Deterioro del valor de los activos no financieros

El Grupo IBERDROLA analiza, al menos a la fecha de cierre de cada ejercicio, el valor de sus activos no corrientes para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hayan sufrido una pérdida por deterioro.

En el caso de los fondos de comercio y de otros activos intangibles que o bien no están en explotación o tienen vida indefinida, el Grupo IBERDROLA realiza de forma sistemática el análisis de su recuperabilidad, con carácter anual, salvo que se pongan de manifiesto indicios de deterioro en otro momento, en cuyo caso se realiza el análisis de recuperabilidad.

A efectos del análisis de su recuperabilidad, el fondo de comercio es asignado a aquellas unidades generadoras de efectivo (o grupos de unidades generadoras de efectivo) que se benefician de las sinergias de la combinación de negocios (Nota 9).

Las hipótesis utilizadas en el cálculo del valor en uso incluyen las tasas de descuento, tasas de crecimiento y cambios esperados en los precios de venta y costes directos. Las tasas de descuento recogen el valor del dinero en el tiempo y los riesgos asociados a cada unidad generadora de efectivo. Las tasas de crecimiento y las variaciones en precios y costes directos se basan en los compromisos contractuales ya firmados, la información pública disponible, así como en las previsiones sectoriales y la experiencia del Grupo IBERDROLA (Nota 14).

Por razones de simplificación, se deduce del valor en libros y del importe recuperable de las UGEs un mismo importe asimilable a los pasivos por arrendamiento. Por otra parte, la normativa internacional requiere la consistencia de los flujos de efectivo y de las tasas de descuento. No obstante, la aplicación de la NIIF 16: "Arrendamientos" ha tenido un impacto poco significativo en la composición de los activos y pasivos y de los flujos de efectivo relacionados con las UGEs.

En el caso en que el importe recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo, la diferencia se registra con cargo al epígrafe “Amortizaciones y provisiones” del Estado consolidado del resultado. Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo son revertidas con abono al epígrafe “Amortizaciones y provisiones” del Estado consolidado del resultado cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su importe recuperable, aumentando el valor del activo con el límite del valor en libros que el activo tendría de no haberse realizado el deterioro.

El Grupo IBERDROLA distingue entre provisiones por deterioro y saneamientos dependiendo de si las pérdidas de valor son reversibles o no reversibles, respectivamente. Un saneamiento supone una baja del importe en libros de los activos, bien porque las pérdidas de valor se consideran definitivas y no reversibles, bien porque así lo establece la normativa contable, como puede ser el caso del fondo de comercio, o bien cuando se considera que el valor del activo no se va a recuperar por su uso o disposición.

3.j) Empresas asociadas y negocios conjuntos

Las inversiones en sociedades asociadas y negocios conjuntos son valoradas por el método de participación. El resultado de valorar las participaciones por el método de participación se refleja en los epígrafes "Otras reservas" y "Resultado de sociedades por el método de participación - neto de impuestos" del Estado consolidado de situación financiera y del Estado consolidado del resultado, respectivamente.

El Grupo IBERDROLA analiza periódicamente la existencia de deterioro en sus empresas asociadas y negocios conjuntos mediante la comparación del valor en libros de la empresa asociada y negocio conjunto (que incluye el fondo de comercio), con su importe recuperable. En caso de que el valor en libros sea superior al importe recuperable, el Grupo IBERDROLA registra la corrección valorativa correspondiente con cargo al Estado consolidado del resultado en el epígrafe “Resultado de sociedades por el método de participación – neto de impuestos”.

3.k) Instrumentos financieros

Clasificación y valoración de los activos financieros

El Grupo IBERDROLA clasifica y valora sus activos financieros, ya sean corrientes o no corrientes, de acuerdo con lo que se describe a continuación:

1. Activos a coste amortizado

   Se clasifican en esta categoría los activos financieros que cumplen las dos condiciones siguientes:

   - El activo se mantiene dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener los activos para obtener los flujos de efectivo contractuales, y
   - Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente.

Estos activos se reconocen inicialmente por su valor razonable más los costes de transacción, siendo posteriormente valorados a coste amortizado. Los intereses devengados se contabilizan en el Estado consolidado del resultado, aplicando el método del tipo de interés efectivo. No obstante, los activos financieros con vencimiento no superior a un año y que no tengan un tipo de interés contractual se valoran por su valor nominal, tanto en la valoración inicial como en la valoración posterior, cuando el efecto de no actualizar los flujos de efectivo no es significativo.

2. Activos a valor razonable con cambios en resultados

Dentro de esta categoría se clasifican el resto de activos financieros, entre los que se incluyen los instrumentos financieros derivados que no cumplen las condiciones necesarias para la contabilización de coberturas de acuerdo con los requisitos establecidos a tales efectos en la NIIF 9: “Instrumentos financieros” (Nota 30).

Los activos a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente al valor razonable. Los costes de transacción directamente atribuibles a la compra o emisión se reconocen como un gasto en el Estado consolidado del resultado a medida que se incurre en ellos. Los cambios que se produzcan en el valor razonable se imputan al Estado consolidado del resultado del ejercicio en los epígrafes “Gasto financiero” e “Ingreso financiero” del Estado consolidado del resultado, según corresponda.

El Grupo IBERDROLA determina la clasificación más apropiada para cada activo en el momento de su adquisición, revisándola al cierre de cada ejercicio.

Deterioro de activos financieros a coste amortizado y activos del contrato

El Grupo IBERDROLA reconoce las correcciones valorativas correspondientes a las pérdidas de crédito esperadas de los activos financieros valorados a coste amortizado y de los activos del contrato.

El Grupo IBERDROLA aplica el enfoque general de cálculo de la pérdida esperada a sus activos financieros distintos a los activos del contrato y las cuentas a cobrar comerciales sin componente financiero significativo, para los que aplica el enfoque simplificado.

Bajo el enfoque general, se consideran las pérdidas crediticias esperadas en los próximos doce meses, salvo que el riesgo crediticio del instrumento financiero se haya incrementado de forma significativa desde el reconocimiento inicial, en cuyo caso se considerarán las pérdidas crediticias esperadas durante la vida del activo. El Grupo IBERDROLA asume que el riesgo crediticio de un instrumento financiero no se ha incrementado de forma significativa desde el reconocimiento inicial si se determina que el instrumento financiero tiene un riesgo crediticio bajo a la fecha de cierre.

Bajo el enfoque simplificado, se consideran las pérdidas crediticias esperadas durante la vida del activo. El Grupo IBERDROLA ha adoptado la solución práctica, mediante la cual calcula la pérdida crediticia esperada de las cuentas a cobrar comerciales de forma colectiva utilizando una matriz de provisiones calculada con base en la experiencia de pérdidas crediticias históricas ajustada por información prospectiva disponible.

Las dotaciones y reversiones de las correcciones valorativas por deterioro de las cuentas a cobrar comerciales y los activos del contrato se registran en el epígrafe “Corrección valorativa de deudores comerciales y otras cuentas a cobrar” del Estado consolidado del resultado. Por su parte, las dotaciones y reversiones de las correcciones valorativas por deterioro del resto de activos financieros a coste amortizado se registran en el epígrafe “Gasto financiero” del Estado consolidado del resultado (Nota 44).

Baja de activos financieros

Los activos financieros se dan de baja cuando los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los mismos han vencido o se han transferido y se consideran traspasados sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad.

La baja de un activo financiero implica el reconocimiento en el Estado consolidado del resultado de la diferencia existente entre su valor contable y la suma de la contraprestación recibida, neta de gastos de la transacción, incluyéndose los activos obtenidos o pasivos asumidos y cualquier pérdida o ganancia diferida en otro resultado global.

Clasificación y valoración de los pasivos financieros

El Grupo IBERDROLA clasifica todos los pasivos financieros como medidos a coste amortizado utilizando el método de interés efectivo, excepto los instrumentos financieros derivados que se contabilizan a valor razonable.

Baja de pasivos financieros

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo ha sido pagada o cancelada o bien haya expirado. Asimismo, cuando se produce un intercambio de instrumentos de deuda entre el Grupo y la contraparte, siempre que estos tengan condiciones sustancialmente diferentes, se registra la baja del pasivo financiero original y se reconoce el nuevo pasivo financiero.

El Grupo IBERDROLA considera que las condiciones son sustancialmente diferentes si el valor actual de los flujos de efectivo descontados bajo las nuevas condiciones, incluyendo cualquier comisión pagada neta de cualquier comisión recibida con el prestamista, y utilizando para hacer el descuento el tipo de interés efectivo original, difiere al menos en un 10 por ciento del valor actual descontado de los flujos de efectivo que todavía restan del pasivo financiero original.

La diferencia entre el valor en libros del pasivo financiero o de la parte del mismo que se haya dado de baja y la contraprestación pagada, incluidos los costes de transacción atribuibles, y en la que se recoge asimismo cualquier activo cedido diferente del efectivo o pasivo asumido, se reconoce en el Estado consolidado del resultado del ejercicio en que tenga lugar.

Cuando se produce un intercambio de instrumentos de deuda que no tengan condiciones sustancialmente diferentes, los flujos modificados se descuentan al tipo de interés efectivo original, reconociendo cualquier diferencia con el valor contable previo en el Estado consolidado del resultado. Asimismo, los costes o comisiones ajustan el valor contable del pasivo financiero y se amortizan por el método de coste amortizado durante la vida restante del pasivo modificado.

Contratos de adquisición y venta de elementos no financieros

El Grupo IBERDROLA analiza detalladamente sus contratos de compraventa de elementos no financieros con el objeto de clasificarlos contablemente de manera adecuada.

Con carácter general, aquellos contratos que se liquiden por el neto en efectivo o en otro instrumento financiero son considerados instrumentos financieros derivados y se contabilizan de acuerdo con lo descrito en esta misma nota, con la excepción de los que se celebraron y se mantienen con el objetivo de recibir o entregar elementos no financieros, de acuerdo con las compras, ventas o requerimientos de utilización del Grupo IBERDROLA.

Los contratos de compraventa de elementos no financieros a los que no es de aplicación la NIIF 9: “Instrumentos financieros” son calificados como contratos destinados al uso propio y se registran contablemente a medida que el Grupo IBERDROLA recibe o transmite los derechos y obligaciones originados por los mismos.

El Grupo IBERDROLA entra en contratos PPA (*Power purchase agreement*) para la venta de la energía y certificados de energía renovable a determinados clientes. Los contratos PPA que suponen la entrega física de energía, como norma general, son calificados como contratos destinados al uso propio, quedando fuera del alcance de la NIIF 9. Por otra parte, los contratos PPA virtuales o financieros que no suponen la entrega física de energía y son liquidados por la diferencia en efectivo entre el precio de contrato y el precio de mercado de la electricidad, se consideran derivados bajo el alcance de la NIIF 9. Para dichos contratos financieros, el Grupo IBERDROLA aplica contabilidad de coberturas de flujos de caja registrando, en su caso, en el Estado consolidado del resultado del ejercicio 2024 las ineficiencias relativas al volumen de energía cuya producción no se considera altamente probable. Tras la aplicación de las modificaciones a la NIIF 7 y 9: "Contratos a plazo de electricidad", a partir del 1 de enero de 2025, dichas relaciones de cobertura no generan ineficiencias relativas al volumen de energía (Nota 2.a).

Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura

Los instrumentos financieros derivados se registran inicialmente a su coste de adquisición en el Estado consolidado de situación financiera y posteriormente se realizan las correcciones valorativas necesarias para reflejar su valor razonable en cada momento. Los beneficios o pérdidas de dichas fluctuaciones se registran en el Estado consolidado del resultado en los epígrafes "Importe neto de la cifra de negocios" en relación con los instrumentos financieros derivados de materias primas e “Ingreso financiero” y “Gasto financiero” en relación con el resto de instrumentos financieros derivados, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado como instrumento de cobertura de flujos de efectivo o de cobertura de la inversión neta en el extranjero.

Al inicio de la cobertura, se designan y documentan formalmente las relaciones de cobertura, así como el objetivo y la estrategia de gestión del riesgo. Asimismo, se evalúa al inicio de la relación de cobertura y de forma continua, si la relación cumple los requisitos de la eficacia de forma prospectiva.

La contabilización de las operaciones de cobertura es la siguiente:

1. Coberturas de valor razonable:

   Tanto los cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros derivados designados como cobertura como las variaciones del valor razonable del elemento cubierto producidas por el riesgo cubierto se registran con cargo o abono al mismo epígrafe del Estado consolidado del resultado.

2. Coberturas de flujos de efectivo:

   El Grupo IBERDROLA reconoce en el epígrafe “Ajustes por cambio de valor” del Estado consolidado de situación financiera las pérdidas o ganancias procedentes de la valoración a valor razonable del instrumento de cobertura que correspondan a la parte que se haya identificado como cobertura eficaz. La parte de la cobertura que se considere ineficaz se reconoce en los epígrafes “Ingreso financiero” y “Gasto financiero” del Estado consolidado del resultado.

   La pérdida o ganancia acumulada en el epígrafe “Ajustes por cambio de valor” se traspasa al epígrafe del Estado consolidado del resultado que se ve afectado por el elemento cubierto a medida que este va afectando al Estado consolidado del resultado. En el caso de que la cobertura de transacción futura dé lugar a un activo o un pasivo no financiero, su saldo es tenido en cuenta en la determinación del valor inicial del activo o pasivo que genera la operación cubierta.

3. Coberturas de inversión neta en el extranjero:

   El Grupo IBERDROLA reconoce en el epígrafe “Diferencias de conversión” del Estado consolidado de situación financiera las pérdidas o ganancias procedentes de la valoración a valor razonable del instrumento de cobertura que correspondan a la parte que se haya identificado como cobertura eficaz. La parte de la cobertura que se considere ineficaz se reconoce en los epígrafes “Ingreso financiero” y “Gasto financiero” del Estado consolidado del resultado.

Interrupción de la contabilidad de coberturas

El Grupo IBERDROLA interrumpe de forma prospectiva la contabilidad de coberturas en los casos en los que el instrumento de cobertura expira, es vendido, resuelto o ejercitado, el objetivo de gestión del riesgo ha cambiado, no hay una relación económica entre el elemento de cobertura y el elemento cubierto, el efecto del riesgo de crédito domina los cambios de valor, el instrumento de cobertura llega a vencimiento o es liquidado, o deja de existir el subyacente cubierto.

En el momento de discontinuación de la cobertura, el importe acumulado a dicha fecha en los epígrafes “Ajustes por cambio de valor” y “Diferencias de conversión” en las coberturas de flujos de efectivo e inversión neta en el extranjero, respectivamente, se mantiene en dichos epígrafes hasta que se realiza la operación cubierta, momento en el cual ajustará el beneficio o pérdida de dicha operación. En el momento en que no se espere que la operación cubierta se produzca, la pérdida o ganancia reconocida en los mencionados epígrafes se imputará al Estado consolidado del resultado.

Derivados implícitos

Los derivados implícitos en pasivos financieros y operaciones cuyo contrato principal está fuera del alcance de la NIIF 9: “Instrumentos financieros” son contabilizados separadamente cuando el Grupo IBERDROLA considera que sus características y riesgos no están estrechamente relacionados con los correspondientes al contrato anfitrión en el que se encuentran implícitos, siempre que el contrato en su conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable registrando las variaciones de dicho valor con cargo o abono al Estado consolidado del resultado.

En relación con los pasivos financieros cuyo coste esta vinculado a la consecución de objetivos sostenibles (Nota 6), el Grupo IBERDROLA considera que los derivados implícitos están estrechamente relacionados con el contrato principal ya que las variables subyacentes no son de carácter financiero y son específicas para la compañía al tratarse de condiciones y objetivos especialmente diseñados para IBERDROLA y relacionados con su negocio.

Valor razonable de los instrumentos financieros derivados

El valor razonable de los diferentes instrumentos financieros derivados se calcula mediante los siguientes procedimientos (Nota 17):

- El valor razonable de los derivados cotizados en un mercado organizado es su cotización al cierre del ejercicio.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo IBERDROLA utiliza para su valoración hipótesis basadas en las condiciones del mercado a la fecha de cierre del ejercicio. En concreto,
    - el valor razonable de las permutas de tipo de interés es calculado como el valor actualizado a tipos de interés de mercado del diferencial de tipos del contrato de permuta;
    - en el caso de los contratos de tipo de cambio a futuro, su valoración se determina descontando los flujos futuros calculados utilizando los tipos de cambio a futuro existentes al cierre del ejercicio; y
    - el valor razonable de los contratos de compraventa de elementos no financieros a los que es de aplicación la NIIF 9 se calcula a partir de la mejor estimación de las curvas futuras de precios de dichos elementos no financieros existente a la fecha de cierre de las Cuentas anuales consolidadas, utilizando, en la medida de lo posible, los precios establecidos en los mercados de futuros.

En la utilización de estos modelos de valoración se tienen en cuenta los riesgos que el activo o pasivo lleva asociados, entre ellos el riesgo de crédito tanto de la contraparte (*Credit Value Adjustment*) como de la propia entidad (*Debit Value Adjustment*). El riesgo de crédito se calcula de acuerdo con los siguientes parámetros:

- Exposición (*Exposure at default*): es el importe del riesgo contraído en el momento de impago de la contraparte teniendo en cuenta los colaterales o acuerdos de compensación asociados a la operación.

- Probabilidad de incumplimiento (*Probability of default*): es la probabilidad de que la contraparte incumpla sus obligaciones de pago de capital y/o intereses, que dependerá principalmente de las características de la contraparte y su calificación crediticia.

- Severidad (*Loss given default*): es la estimación de la pérdida en caso de que se produzca impago.

3.l) Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera del Grupo IBERDROLA al cierre del ejercicio figuran en el epígrafe “Patrimonio neto – Acciones propias en cartera” del Estado consolidado de situación financiera y son valoradas a su coste de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos en la enajenación de acciones propias se registran en el epígrafe “Otras reservas” del Estado consolidado de situación financiera.

3.m) Subvenciones de capital

Este epígrafe incluye cualquier subvención no reintegrable concedida por la Administración cuyo objetivo es la financiación de bienes de propiedad, planta y equipo, entre las que se incluyen las ayudas de la Administración estadounidense en forma de apoyo a la inversión (*Investment Tax Credits)* como consecuencia de la puesta en marcha de instalaciones eólicas.

Todas las subvenciones de capital son imputadas a resultados en el epígrafe “Otros ingresos de explotación” del Estado consolidado del resultado a medida que se amortizan las instalaciones subvencionadas.

3.n) Instalaciones cedidas o financiadas por terceros

El Grupo IBERDROLA, de acuerdo con la regulación aplicable a la distribución de electricidad en los países donde opera, en ocasiones recibe compensaciones de terceros en efectivo para la construcción de instalaciones de conexión a la red o la cesión directa de dichas instalaciones. Tanto el efectivo recibido como, en su caso, el valor razonable de las instalaciones recibidas, se contabilizan con abono al epígrafe “Instalaciones cedidas o financiadas por terceros” del Estado consolidado de situación financiera.

Posteriormente, estos importes se imputan a resultados en el epígrafe “Otros ingresos de explotación” del Estado consolidado del resultado a medida que se amortizan las instalaciones.

3.o) Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales

Las contribuciones a los planes de prestación post-empleo de aportación definida se registran como gasto en el epígrafe “Gastos de personal” del Estado consolidado del resultado a medida que se devenga la aportación a los mismos.

En el caso de los planes de prestación definida, el Grupo IBERDROLA registra el gasto correspondiente de acuerdo con su devengo en la vida laboral de los empleados mediante la realización de estudios actuariales por parte de expertos independientes, utilizando el método de unidad de crédito proyectada para el cálculo de la obligación devengada al cierre del ejercicio. La provisión registrada por este concepto representa el valor actual de la obligación de prestación definida minorada por el valor razonable de los activos afectos a dichos planes.

Las nuevas mediciones de los pasivos netos correspondientes a los compromisos por prestación definida, que incluyen las diferencias actuariales positivas o negativas, el rendimiento de los activos del plan, excluyendo las cantidades incluidas en el interés neto sobre el pasivo o activo, y cualquier cambio en los efectos del límite del activo, se reconocen en el epígrafe de “Otras reservas” del Estado consolidado de situación financiera.

En el caso de que el valor razonable de los activos sea superior al valor actual de la obligación, el activo neto es reconocido en el Estado consolidado de situación financiera con el límite de valor actualizado de los beneficios económicos futuros a recibir en forma de reembolsos procedentes del plan o reducciones en las aportaciones futuras al mismo.

El Grupo IBERDROLA determina el gasto (ingreso) financiero neto relacionado con sus compromisos por pensiones mediante la aplicación de la tasa de descuento utilizada en su medición sobre el valor de los mismos al inicio del periodo una vez consideradas las modificaciones en los compromisos netos por pensiones producidas durante el periodo en concepto de aportaciones y desembolsos efectuados. El interés neto y el importe correspondiente a otros gastos relacionados con los compromisos asumidos se registran en el Estado consolidado del resultado.

El Grupo IBERDROLA determina la tasa de descuento con referencia a los rendimientos del mercado al final del periodo sobre el que se informa, correspondientes a los bonos u obligaciones empresariales de alta calidad crediticia (el Grupo IBERDROLA considera un *rating* equivalente a AA/Aa). En los países donde no existe un mercado profundo para tales bonos u obligaciones, la tasa de descuento se determina con referencia a los bonos gubernamentales.

Tanto para la Eurozona y Reino Unido como para Estados Unidos existe un mercado profundo de bonos con un periodo de vencimiento suficiente para cubrir los vencimientos esperados de todos los pagos por prestaciones. En lo relativo a los países que forman parte de la zona euro, la profundidad del mercado de los bonos u obligaciones se evalúa para la unión monetaria y no para el país en concreto. En el caso de Brasil y México, la tasa de descuento se ha determinado tomando como referencia el crédito soberano por no existir un mercado profundo de bonos corporativos que cumplan con los criterios de calificación crediticia indicados.

El Grupo IBERDROLA utiliza un tipo de descuento único que es un promedio ponderado aplicable al calendario y el importe estimado de los pagos de prestaciones definidas, así como la moneda en la que estas han de ser satisfechas.

La metodología de cálculo se basa principalmente en los siguientes aspectos:

- Se genera el universo y espectro de bonos empresariales vivos que cumplen con el criterio de *rating AA/Aa*. La fuente de información se corresponde con *Bloomberg*. El Grupo IBERDROLA ha adoptado como criterio seleccionar las emisiones con nominal emitido mayor a 50 millones de euros o su equivalente en divisa.

- Obtenida la base de datos de bonos, se procede a depurar el resultado obtenido, eliminando de la muestra aquellos bonos que muestran deficiencias en la información.

- La muestra se agrupa en función de la duración de los bonos, representándose la rentabilidad para cada duración y nominal vivo de la emisión.

- Se calcula mediante una fórmula matemática, aproximación mínimo - cuadrática, una curva de rentabilidades de mercado de acuerdo con la duración. El resultado de la curva de mercado proveerá los tipos de descuento para cada uno de los plazos futuros de las obligaciones.

Para aquellos mercados en los que los bonos corporativos o los bonos gubernamentales emitidos no se correspondan con una duración suficiente de acuerdo a las obligaciones, se estimarán dichos plazos combinando las tasas soberanas de referencia junto con el *spread* de crédito corporativo AA a plazos líquidos. En el caso de no existir referencia alguna al plazo, se considerará la rentabilidad del plazo máximo existente con la pendiente derivada de duraciones inferiores.

El tipo de descuento refleja el valor del dinero en el tiempo y el calendario estimado de los pagos de las prestaciones. Sin embargo, no refleja el riesgo actuarial, de inversión, de crédito ni de desviación en el cumplimiento de las hipótesis actuariales.

3.p) Indemnizaciones por cese

El Grupo IBERDROLA registra las prestaciones por terminación de empleo cuando el Grupo ya no puede retirar la oferta o cuando se reconocen los costes de una reestructuración de los que se deriva el pago de indemnizaciones por cese, en el caso de que dicho reconocimiento se produzca con anterioridad.

Las indemnizaciones relacionadas con procesos de reestructuración se reconocen cuando el Grupo IBERDROLA tiene una obligación implícita, es decir, en el momento en que existe un plan formal detallado para efectuar la reestructuración (en el que se identifican, al menos, las actividades empresariales implicadas, o la parte de las mismas, las principales ubicaciones afectadas, función y número aproximado de empleados que serán indemnizados por la rescisión de sus contratos, los desembolsos que se llevarán a cabo, y las fechas en las que el plan será implementado) y se ha generado una expectativa válida entre el personal afectado de que la reestructuración se va a llevar a cabo, ya sea por haber comenzado a ejecutar el plan o por haber anunciado sus principales características.

El Grupo IBERDROLA sigue el criterio de registrar la totalidad del gasto correspondiente a estos planes en el momento en que surge la obligación mediante la realización de los oportunos estudios actuariales para el cálculo de la obligación actual actuarial al cierre del ejercicio. Las diferencias actuariales positivas o negativas puestas de manifiesto en las prestaciones por terminación de empleo son reconocidas en el Estado consolidado del resultado.

3.q) Costes de cierre de instalaciones de producción

El Grupo IBERDROLA deberá incurrir en una serie de costes de desmantelamiento de sus instalaciones de producción, entre los que se incluyen los derivados de las labores necesarias para el acondicionamiento de los terrenos donde están ubicadas. Asimismo, de acuerdo con la legislación vigente, deberá realizar ciertas labores previas al desmantelamiento de sus centrales nucleares, todas ellas localizadas en España, del que se hará cargo Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (ENRESA).

La estimación del valor actual de estos costes es registrada como mayor valor del activo con abono al epígrafe “Provisiones - Otras provisiones” al inicio de la explotación del activo (Nota 28).

El Grupo IBERDROLA aplica una tasa libre de riesgo para actualizar financieramente la provisión dado que los flujos de efectivo futuros estimados para satisfacer la obligación reflejan los riesgos específicos del pasivo correspondiente. La tasa libre de riesgo empleada se corresponde con los rendimientos, a cierre del ejercicio sobre el que se informa, de los bonos gubernamentales con suficiente profundidad y solvencia, en la misma moneda y con similar vencimiento a la obligación.

La variación de la provisión originada por su actualización financiera se registra con cargo al epígrafe “Gasto financiero” del Estado consolidado del resultado.

3.r) Otras provisiones

El Grupo IBERDROLA contabiliza provisiones para hacer frente a las obligaciones presentes, ya sean legales o implícitas, que surjan como resultado de sucesos pasados, siempre que sea probable que vaya a ser necesario desprenderse de recursos para hacer frente a dicha obligación y que se pueda estimar razonablemente su importe (Nota 28).

Su dotación se efectúa al nacimiento de la responsabilidad o de la obligación con cargo al epígrafe del Estado consolidado del resultado que corresponda según la naturaleza de la obligación por el valor presente de la misma cuando el efecto de esta actualización resulta material. La variación de la provisión correspondiente a la actualización financiera de cada ejercicio se registra en el epígrafe “Gasto financiero” del Estado consolidado del resultado.

Entre estas provisiones se encuentran aquellas constituidas en cobertura de daños de carácter medioambiental, las cuales se han determinado mediante la realización de un análisis individualizado de la situación de los activos contaminados y del coste necesario para su descontaminación.

3.s) Reconocimiento de ingresos

Los ingresos de actividades ordinarias se reconocen de forma que representen la transferencia del control de los bienes o servicios comprometidos con los clientes a cambio de un importe que refleje la contraprestación a la cual se espera tener derecho a cambio de dichos bienes o servicios.

La naturaleza de las actividades de comercialización de electricidad y gas desarrolladas por el Grupo hace que el reconocimiento de ingresos esté sujeto a cierto grado de estimación, esta estimación se corresponde con las unidades suministradas a los clientes entre la fecha de la última lectura del contador y el final del periodo (Nota 5).

Las estimaciones de ingresos se calculan a partir de la información correspondiente a los periodos pendientes de medición, las tendencias históricas, las tarifas medias ponderadas aplicables a cada uno de los clientes, el volumen de energía adquirida por las sociedades comercializadoras del grupo para atender la demanda y otros datos. La Sociedad dispone de experiencia y de sistemas de información suficientemente desarrollados que permiten garantizar la precisión de las estimaciones registradas en cuentas de importe neto de la cifra de negocios y el cumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa contable.

En el caso de contratos con clientes con varias obligaciones de desempeño, los ingresos se asignan a cada obligación de desempeño en función de su precio de venta individual al comienzo del contrato. El precio de venta individual se estima en función de los precios observables en transacciones de venta del bien o servicio cuando se vende de forma separada en circunstancias similares y a clientes parecidos. En caso de no existir precios observables en el mercado, el precio se estima con base en el método de valoración más adecuado en función de la información disponible.

El reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias fuera del alcance de la NIIF 15 “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes” relativos a contratos de arrendamiento (Nota 3.f) e instrumentos financieros derivados de cobertura (Nota 3.k) se contabiliza de acuerdo con las normas contables que les son de aplicación.

3.t) Ajustes por desviaciones en el precio de mercado

De conformidad con lo establecido en el marco regulatorio aplicable a las instalaciones de generación de energía renovable propiedad del Grupo en España, estas reciben determinados incentivos (régimen retributivo específico) según la metodología establecida en Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (el Real Decreto). Este Real Decreto establece que mediante orden se actualizarán determinados parámetros retributivos en cada semiperiodo regulatorio. En este sentido, la Orden TED/53/2026, de 27 de enero, ha establecido los parámetros retributivos para la estimación de dichos incentivos para el periodo regulatorio 2026-2028.

Entre los aspectos desarrollados por el mencionado Real Decreto se regula el procedimiento a seguir en el caso en el que los precios reales del mercado correspondientes a los distintos semiperiodos de la vida útil regulatoria del activo resultaran inferiores (ajustes positivos) o superiores (ajustes negativos) a los precios estimados por el regulador al inicio del semiperiodo regulatorio que fueron utilizados en la determinación de los incentivos a percibir por las inversiones bajo el alcance de la normativa.

El tratamiento contable de las desviaciones en el precio de mercado aplicado por el Grupo, adaptado al "Criterio para contabilizar el "valor de los ajustes por desviaciones en el precio del mercado" (Vadjm), de acuerdo con el artículo 22 del Real Decreto 413/2014" publicado por la CNMV el 21 de octubre de 2021 y el Informe de supervisión de cuentas anuales de 2021, se muestra a continuación:

- Con carácter general se reconocen en el balance de situación cada una de las desviaciones del mercado, positivas y negativas.

- El importe de los pasivos se verá limitado hasta el importe de las desviaciones al precio que hubiesen permitido obtener la rentabilidad mínima garantizada por el Real Decreto.

- No obstante, en aquellos casos en los que una vez analizados los aspectos cualitativos y cuantitativos correspondientes a cada una de las instalaciones de las que es titular el Grupo se concluya que abandonar el régimen retributivo no tendría consecuencias económicas significativamente más adversas que permanecer en el mismo, en esa situación no se sigue el criterio general.

En este sentido, en relación con las instalaciones del Grupo que no perciben retribución a la operación, a 31 de diciembre de 2025, para todas aquellas instalaciones con un Valor Neto del Activo (VNA) mayor que cero de acuerdo a la Orden TED/53/2026, se ha registrado una cuenta por cobrar relativa a las desviaciones positivas de precio establecidas por el mencionado Real Decreto sucedidas desde el ejercicio 2014.

Al final de la vida regulatoria del activo, los ajustes positivos netos de los ajustes negativos surgidos en el último semiperiodo regulatorio se reconocen, atendiendo a su saldo, en cuentas de activos o pasivos con contrapartida en importe neto de la cifra de negocios.

3.u) Transacciones en moneda extranjera

Las operaciones realizadas en monedas distintas de la moneda funcional de las diferentes sociedades del Grupo se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción.

Los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera se han convertido a euros aplicando el tipo existente al cierre del ejercicio, mientras que los no monetarios valorados a coste histórico, se convierten aplicando los tipos de cambio aplicados en la fecha en la que tuvo lugar la transacción.

Durante el ejercicio, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra en vigor a la fecha del cobro o pago se registran con cargo al epígrafe "Gasto financiero" o con abono al epígrafe "Ingreso financiero" del Estado consolidado del resultado, según sea su signo.

Aquellas operaciones realizadas en moneda extranjera en las que el Grupo IBERDROLA ha decidido mitigar el riesgo de tipo de cambio mediante la contratación de derivados financieros u otros instrumentos de cobertura se registran según los principios descritos en la Nota 3.k.

3.v) Impuesto sobre Sociedades

IBERDROLA tributa en Régimen de Declaración Consolidada en dos grupos de consolidación fiscal en territorio español, uno en territorio común y otro territorio foral vizcaíno, con determinadas sociedades del Grupo. Las sociedades extranjeras tributan de acuerdo con la legislación en vigor en sus respectivas jurisdicciones.

El gasto o ingreso por el Impuesto sobre Sociedades comprende tanto el impuesto corriente como el impuesto diferido. El impuesto sobre las ganancias corriente o diferido se reconoce en el Estado consolidado del resultado, salvo que surja de una transacción o suceso económico que se ha reconocido, en el mismo ejercicio o en otro diferente, contra patrimonio neto o de una combinación de negocios.

Los activos o pasivos por impuesto sobre las ganancias corriente se valoran por las cantidades que se espera pagar o recuperar de las autoridades fiscales, utilizando la normativa y tipos impositivos que estén aprobados o estén a punto de aprobarse en la fecha de cierre.

La contabilización de los impuestos anticipados y diferidos se determina en función de las diferencias entre el valor en libros de los activos y pasivos y su base fiscal, utilizando las tasas fiscales que se espera objetivamente que estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

Las deducciones de la cuota para evitar la doble imposición y por incentivos fiscales y las bonificaciones del Impuesto sobre Sociedades originadas por hechos económicos acontecidos en el ejercicio minoran el gasto devengado por Impuesto sobre Sociedades, salvo que existan dudas sobre su realización.

La existencia de incertidumbres sobre el tratamiento de las operaciones a efectos fiscales se considera en la determinación de la base imponible, créditos por bases imponibles negativas o deducciones aplicadas. En aquellos casos en los que el activo o el pasivo por impuesto excede del importe presentado en las autoliquidaciones, éste se presenta como corriente o no corriente en el Estado consolidado de situación financiera atendiendo a la fecha esperada de recuperación o liquidación, considerando, en su caso, el importe de los correspondientes intereses de demora sobre el pasivo a medida que se devengan en la cuenta de resultados. El Grupo IBERDROLA registra los cambios en hechos y circunstancias sobre las incertidumbres fiscales como un cambio de estimación.

3.w) Remuneraciones a los empleados basadas en instrumentos de patrimonio

La entrega a los empleados de acciones de IBERDROLA como contraprestación a sus servicios se reconoce en el epígrafe “Gastos de personal” del Estado consolidado del resultado a medida que los trabajadores prestan dichos servicios, con abono al epígrafe “Patrimonio neto - Otras reservas” del Estado consolidado de situación financiera, por el valor razonable de los instrumentos de patrimonio en la fecha de concesión, entendiendo esta como aquella en que el Grupo IBERDROLA y sus empleados llegan al acuerdo por el que se establecen las condiciones de dicha entrega.

El valor razonable se determina por referencia al valor de mercado de las acciones en la fecha de concesión, deducidos los dividendos estimados a los que el empleado no tiene derecho, durante el periodo de irrevocabilidad. Las condiciones de mercado y las condiciones no determinantes de la irrevocabilidad se tienen en cuenta en la fecha de la valoración inicial y no son objeto de ajuste posterior. El resto de condiciones se consideran ajustando el número de instrumentos de patrimonio incluidos en la determinación del importe de la transacción, de forma que el importe reconocido por los servicios recibidos se base en el número de instrumentos de patrimonio que eventualmente se van a consolidar.

En caso de que la liquidación de la remuneración basada en instrumentos de patrimonio se realice en efectivo, el importe registrado con cargo al epígrafe “Gastos de personal” del Estado consolidado del resultado se abona a los epígrafes “Pasivos financieros no corrientes – Otros pasivos financieros no corrientes” o “Pasivos financieros corrientes – Otros pasivos financieros corrientes” del pasivo del Estado consolidado de situación financiera, según corresponda, procediéndose a reestimar, en cada cierre contable, el valor razonable de la contraprestación.

Los instrumentos de patrimonio retenidos para hacer efectivo el pago de las obligaciones tributarias correspondientes al empleado, no alteran la calificación del plan como liquidado en instrumentos de patrimonio.

3.x) Combinaciones de negocio y transacciones con participaciones no dominantes

En cada combinación de negocios, las participaciones no dominantes se reconocen en el momento inicial a su valor razonable o por un importe equivalente a su participación proporcional de los activos netos identificables reconocidos a la fecha de toma de control. El valor de las participaciones no dominantes en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes consolidadas por integración global se presenta, respectivamente, en los epígrafes "Patrimonio neto - De participaciones no dominantes" del Estado consolidado de situación financiera y "Participaciones no dominantes" del Estado consolidado del resultado.

Cuando se produce la pérdida de control de una empresa del Grupo, tiene lugar la baja de sus activos y pasivos, así como de otros componentes de patrimonio y de cualquier participación no dominante que pudiera existir. Las plusvalías o minusvalías resultantes se reconocen en la cuenta de resultados en el epígrafe “Otros resultados de explotación”. Las participaciones que se mantengan en las filiales sobre las que se hubiera perdido el control se valoran por su valor razonable en la fecha en la que esta circunstancia hubiera tenido lugar.

En términos generales, en una adquisición de un activo o de un grupo de activos en una fase inicial de desarrollo en donde no se generan productos, se considera que no se cumplen las condiciones necesarias para ser considerados un negocio bajo el alcance de la NIIF 3 salvo que se incorporen empleados capaces de desarrollar un proceso sustantivo. En las transacciones de toma y/o pérdida de control de un activo o grupo de activos que no constituyen un negocio donde existe o se retiene una participación previa/remanente, el Grupo IBERDROLA ha optado por la revaluación a su valor razonable de dicha participación previa/remanente con contrapartida en el Estado consolidado del resultado.

Los resultados obtenidos en las transacciones de compra de participaciones a accionistas minoritarios en sociedades en las que se ejerce control, así como las de venta de participaciones sin pérdida de control, se registran con cargo o abono a reservas.

4. Directrices de Financiación y Riesgos Financieros

El Grupo IBERDROLA está expuesto a diversos riesgos de mercado financiero inherentes a los distintos países y sectores en los que opera y a las actividades que desarrolla que pueden impedirle lograr sus objetivos y ejecutar sus estrategias con éxito. En el apartado 4 del Informe de gestión consolidado se ofrece información adicional sobre los riesgos del Grupo.

En particular, las *Directrices de financiación y de riesgos financieros*, las *Directrices de riesgo de mercado corporativas* y las *Directrices de riesgo de crédito corporativas* del Grupo IBERDROLA, aprobadas por el Consejo de Administración, identifican los factores de riesgo que se describen a continuación. El Grupo IBERDROLA dispone de una organización y unos sistemas que le permiten identificar, medir, controlar y gestionar los riesgos financieros a los que está expuesto.

Riesgo de tipo de interés

El Grupo IBERDROLA afronta un riesgo con respecto a sus pasivos financieros en la medida en que las variaciones de los tipos de interés afectan a los flujos de efectivo y al valor razonable.

Con el fin de gestionar y limitar adecuadamente este riesgo, el Grupo IBERDROLA establece anualmente la estructura de referencia objetivo de la deuda entre tipo de interés fijo y variable en base a la estructura de su EBITDA. Una vez definida la estructura de referencia objetivo, se realiza una gestión dinámica gracias a la cual se determinan las actuaciones a realizar a lo largo del ejercicio: tomar nueva financiación a tipo fijo o variable y/o contratar derivados de tipos de interés, bien para fijar el tipo de interés (o limitar su variabilidad) de la deuda a tipo variable o bien para convertir deuda con tipo fijo a tipo variable. También se contratan derivados para fijar el coste de futuras operaciones de financiación, siempre que sean altamente probables de acuerdo al presupuesto o plan estratégico en vigor.

La deuda con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables a tipo de interés variable y las colocaciones de efectivo del Grupo IBERDROLA están referenciadas básicamente a tipos de mercado (principalmente al euribor, al SONIA, al SOFR y al CDI e IPCA en el caso de la deuda de las filiales brasileñas).

Riesgo de tipo de cambio

El Grupo IBERDROLA se encuentra expuesto a las variaciones del tipo de cambio de las divisas en que se realizan las operaciones de financiación y de negocio frente a la moneda funcional de las distintas sociedades del Grupo. Dichas monedas funcionales son principalmente el euro, el dólar estadounidense, la libra esterlina y el real brasileño.

Asimismo, el Grupo IBERDROLA está expuesto a riesgo de tipo de cambio como consecuencia de su inversión en sociedades extranjeras (principalmente Scottish Power, Avangrid, Iberdrola México y Neoenergia) derivado de las fluctuaciones de los tipos de cambio al contado de las distintas monedas funcionales frente al euro.

Las variaciones de tipo de cambio de las divisas implican un riesgo que afecta a la valoración de los activos netos y de traslación de resultados pudiendo afectar a la situación patrimonial del Grupo IBERDROLA.

El Grupo IBERDROLA mitiga el riesgo de tipo de cambio realizando los flujos económicos en la moneda funcional correspondiente a cada empresa del Grupo, manteniendo un porcentaje adecuado de deuda en moneda extranjera y/o mediante la contratación de derivados financieros.

Riesgo de precio de materias primas y electricidad

Para la producción de electricidad y el suministro a clientes, las actividades desarrolladas por el Grupo IBERDROLA requieren la adquisición y venta de diversas materias primas (gas natural y otros combustibles) y derechos de emisión, cuyo precio está sometido a la volatilidad de los mercados internacionales (globales y regionales) en los que cotizan dichas materias.

Los precios de mercado de la electricidad, así como los de materias primas combustibles (gas, principalmente) y los derechos de emisión están sujetos a incertidumbre.

Para reducir la incertidumbre, fundamentalmente asociada al margen previsto en las actividades de generación y comercial del Grupo IBERDROLA, el Grupo contrata derivados financieros para cerrar el coste de generación propia y la compra y venta de energía asociada a las ventas de electricidad y gas previstas.

Riesgo de otras indexaciones

Adicionalmente, pueden existir riesgos derivados de otras indexaciones (inflación, precios de metales industriales, etc.) incorporados principalmente en contratos de adquisición de equipos o materiales de construcción para proyectos o nuevas instalaciones, cuyas oscilaciones en el índice de referencia o en los precios pueden afectar al coste total de los aprovisionamientos.

Con el objetivo de mitigar este efecto, el Grupo IBERDROLA puede plantear mecanismos de cobertura del riesgo de mercado y/o la contratación de derivados financieros.

Derivados para la gestión del riesgo

De forma general, la finalidad de los derivados contratados es exclusivamente de cobertura y no con fines especulativos.

En relación con los derivados contratados para mitigar los riesgos anteriores de tipo de interés, tipo de cambio, precio de materias primas y otras indexaciones de acuerdo con las directrices y límites de riesgos definidas por el Grupo IBERDROLA, los términos críticos de los instrumentos de cobertura se establecen de forma equivalente a los del elemento cubierto, entre otros:

- El nocional del instrumento de cobertura es igual o inferior al del elemento cubierto.
- La divisa subyacente del instrumento de cobertura es la misma que la del elemento cubierto.
- El plazo del instrumento de cobertura es igual o inferior al del elemento cubierto.
- El tipo de interés de referencia del instrumento de cobertura es, en su caso, el mismo que el de la operación cubierta.
- La periodicidad de los intereses del instrumento de cobertura es la misma que la de los intereses del elemento cubierto.

Los derivados contratados para la cobertura de los riesgos de tipo de interés, tipo de cambio, precio de materias primas y otras indexaciones se describen en la Nota 30.

Riesgo de liquidez

La exposición a situaciones adversas de los mercados de deuda o de capitales o a la propia situación económico-financiera del Grupo IBERDROLA podría dificultar o impedir la cobertura de las necesidades financieras que se requieran para el desarrollo adecuado de sus actividades.

La política de liquidez seguida por el Grupo IBERDROLA está orientada a asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago adquiridos sin tener que recurrir a la obtención de fondos en condiciones gravosas. Para ello, se utilizan diferentes medidas de gestión tales como la posición de tesorería, el mantenimiento de facilidades crediticias comprometidas por importe, plazo y flexibilidad suficiente, la diversificación de la cobertura de las necesidades de financiación mediante el acceso a diferentes mercados y áreas geográficas, y la diversificación de los vencimientos de la deuda emitida.

Para el ejercicio 2026, el Grupo IBERDROLA prevé hacer frente al programa de inversiones y el pago de dividendo previstos con la tesorería, el flujo de efectivo generado por sus operaciones y el acceso a los mercados de financiación bancaria, a los mercados de capitales y a prestamistas supranacionales (tales como el BEI, Bancos de desarrollo y Agencias de Crédito a la Exportación ECAs), si bien el Grupo cuenta con créditos y préstamos disponibles suficientes para hacer frente a dichas inversiones.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, el Grupo IBERDROLA tenía préstamos y créditos concedidos pendientes de disponer por un importe de 16.364 y 15.206 millones de euros, respectivamente. Adicionalmente existen a 31 de diciembre de 2025 inversiones financieras a corto plazo que, por sus condiciones contractuales, el Grupo IBERDROLA incorpora a su posición de liquidez a dicha fecha. Se muestra a continuación el desglose por vencimientos de la posición de liquidez a 31 de diciembre de 2025 y 2024, expresado en millones de euros, teniendo en cuenta el saldo del epígrafe "Efectivo y otros medios equivalentes" del Estado consolidado de situación financiera y las inversiones financieras temporales (hasta 12 meses):

	2025	2024
Vencimiento disponible		
2025	0	261
2026	490	3.597
2027	125	8
2028 en adelante	15.749	11.340
Total	**16.364**	**15.206**
Inversiones financieras temporales (hasta 12 meses) (Nota 15.b)	1.140	15
Efectivo y otros medios equivalentes (Nota 21)	3.670	4.082
Posición de liquidez	**21.174**	**19.303**

Riesgo de crédito

El Grupo IBERDROLA se encuentra expuesto al riesgo de crédito derivado del posible incumplimiento de las obligaciones contractuales por parte de sus contrapartes (clientes, entidades financieras, socios, aseguradoras, etc.), incluyendo los riesgos de liquidación y coste de sustitución.

El riesgo es gestionado y limitado adecuadamente, en función del tipo de operación y de la calidad crediticia de las contrapartes. Se llevan a cabo análisis crediticios *ex-ante* de las contrapartes y se monitorizan las exposiciones y el cumplimiento de límites.

Se muestra a continuación el desglose por países a 31 de diciembre de 2025 y 2024 de los saldos de activos financieros y activos del contrato, expresado en millones de euros:

	Otras inversiones financieras no corrientes (Nota 15.b)		Otras inversiones financieras corrientes (Nota 15.b)		Deudores comerciales y otros activos no corrientes (Nota 16)		Otros deudores comerciales y otros activos corrientes (Nota 16)	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
España	80	162	62	60	626	498	4.360	3.502
Reino Unido	244	246	83	312	4	3	1.332	1.317
Estados Unidos	1.356	1.292	830	602	88	92	1.538	1.579
México	0	89	0	2	0	24	0	641
Brasil	5.430	5.601	261	132	4.027	3.248	1.898	1.700
Iberdrola Energía Internacional (IEI)	44	83	53	4	1	3	602	392
Corporación y ajustes	115	26	1.144	153	13	8	554	31
Total	**7.269**	**7.499**	**2.433**	**1.265**	**4.759**	**3.876**	**10.284**	**9.162**

Los saldos de “Otras inversiones financieras corrientes y no corrientes“ y “Deudores comerciales y otros activos no corrientes“ corresponden principalmente a los contratos de concesión suscritos con las Administraciones públicas brasileñas (Nota 13) y a los importes pendientes de cobro relacionados con las actividades reguladas en España y Estados Unidos.

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar por su actividad liberalizada de comercialización de electricidad y gas, el coste de la morosidad se ha mantenido en niveles moderados, por debajo del 1% de la facturación total de dicha actividad en el conjunto de los países donde se lleva a cabo.

En relación con el epígrafe “Efectivo y otros medios equivalentes” del Estado consolidado de situación financiera, el *rating* promedio de las contrapartes es BBB+ según la escala de la agencia de calificación *Standard and Poors*.

Análisis de sensibilidad

Los siguientes análisis de sensibilidad muestran para cada tipo de riesgo (sin reflejar la interdependencia entre las variables de riesgo) como podrían verse afectados el resultado del ejercicio y el patrimonio debido a cambios razonablemente posibles en la variable de riesgo a 31 de diciembre de 2025 y 2024.

- Tipos de interés:

Para el cálculo de la sensibilidad del resultado consolidado a la variación de los tipos de interés, se aplica un incremento o decremento de 50 puntos básicos (por igual en todas las divisas) sobre el saldo medio de deuda neta a tipo de interés variable, una vez consideradas las coberturas realizadas con derivados. Para el cálculo de la sensibilidad del patrimonio, se aplica un incremento o decremento de 50 puntos básicos (por igual en todas las divisas) sobre el valor razonable de las coberturas de flujo de efectivo vivas a cierre de ejercicio, cuya variación de valor razonable se registra en patrimonio.

La sensibilidad del resultado y del patrimonio consolidado a la variación de los tipos de interés, expresada en millones de euros, es la siguiente:

	Incremento / descenso en el tipo de interés (puntos básicos)	Efecto en el resultado antes de impuestos Ingreso/(Gasto)	Efecto directo en el patrimonio antes de impuestos	Efecto en el patrimonio neto antes de impuestos
2025	Incremento 50 p.b.	(87)	236	149
	Disminución 50 p.b.	87	(236)	(149)
2024	Incremento 50 p.b.	(76)	259	183
	Disminución 50 p.b.	76	(259)	(183)

- Tipos de cambio:

Para el cálculo de la sensibilidad del resultado consolidado a la variación de los tipos de cambio, se aplica una depreciación o apreciación del 5% principalmente sobre el resultado de las filiales extranjeras cuya moneda funcional es distinta del euro (neta de las coberturas económicas contratadas), dado que el riesgo originado por otras transacciones en moneda extranjera, bien de financiación o bien por operativa de negocio, se encuentra cubierto en relación con el tipo de cambio. La sensibilidad del patrimonio al tipo de cambio se calcula aplicando una apreciación o depreciación del 5% sobre las diferencias de conversión netas de las coberturas de inversión neta y sobre los derivados cobertura de flujo de efectivo cuya variación de valor razonable se registra en patrimonio.

La sensibilidad del resultado y del patrimonio consolidado a la variación del tipo de cambio dólar/euro, libra/euro y real brasileño/euro, expresada en millones de euros, es la siguiente:

	Variación en el tipo de cambio dólar/euro	Efecto en el resultado antes de impuestos Ingreso/(Gasto)	Efecto directo en el patrimonio antes de impuestos	Efecto en el patrimonio neto antes de impuestos
2025	Depreciación 5%	(7)	(959)	(966)
	Apreciación 5%	2	1.060	1.062
2024	Depreciación 5%	(16)	(1.100)	(1.116)
	Apreciación 5%	7	1.216	1.223

	Variación en el tipo de cambio libra/euro	Efecto en el resultado antes de impuestos Ingreso/(Gasto)	Efecto directo en el patrimonio antes de impuestos	Efecto en el patrimonio neto antes de impuestos
2025	Depreciación 5%	(17)	(702)	(719)
	Apreciación 5%	7	776	783
2024	Depreciación 5%	(20)	(698)	(718)
	Apreciación 5%	4	772	776

	Variación en el tipo de cambio real brasileño/ euro	Efecto en el resultado antes de impuestos Ingreso/(Gasto)	Efecto directo en el patrimonio antes de impuestos	Efecto en el patrimonio neto antes de impuestos
2025	Depreciación 5%	(6)	(270)	(276)
	Apreciación 5%	2	299	301
2024	Depreciación 5%	(6)	(261)	(267)
	Apreciación 5%	4	288	292

- Materias primas:

La sensibilidad del resultado y del patrimonio consolidado a la variación del precio de mercado de las principales materias primas, expresada en millones de euros, es la siguiente:

Ejercicio 2025	Variación del precio	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto directo en el patrimonio antes de impuestos	Efecto en el patrimonio neto antes de impuestos
Gas	+5%	(1)	26	25
	-5%	1	(26)	(25)
Electricidad	+5%	7	(87)	(80)
	-5%	(7)	87	80

Ejercicio 2024	Variación del precio	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto directo en el patrimonio antes de impuestos	Efecto en el patrimonio neto antes de impuestos
Gas	+5%	(2)	29	27
	-5%	2	(29)	(27)
Electricidad	+5%	5	(75)	(70)
	-5%	(5)	75	70

5. Uso de estimaciones contables

Las estimaciones más significativas realizadas por el Grupo IBERDROLA en estas Cuentas anuales consolidadas son las siguientes:

- Cambio climático:

  La estrategia del Grupo IBERDROLA tiene en consideración los objetivos del Acuerdo de París de limitar el incremento de la temperatura global por debajo de los 2ºC y la neutralidad climática en 2050.

  Los objetivos del Acuerdo de París (Nota 6) han sido tenidos en cuenta en la elaboración de los Estados financieros consolidados de los ejercicios 2025 y 2024. En este sentido, en el contexto de su elaboración se ha considerado, en su caso, el efecto de los compromisos asumidos por el Grupo en las estimaciones de la vida útil de los activos, de los costes de cierre y desmantelamiento de instalaciones de energía eléctrica y en el análisis del deterioro de los activos no financieros.

- Energía pendiente de facturación:

  Las ventas de cada ejercicio incluyen una estimación de la energía suministrada a clientes de los mercados liberalizados que se encuentra pendiente de facturación por no haber sido objeto de medición al cierre del ejercicio, debido al periodo habitual de lectura de contadores (Nota 3.s). La estimación de la energía pendiente de facturación a 31 de diciembre de 2025 y 2024 asciende a 2.416 y 2.508 millones de euros, respectivamente. Este importe se incluye en el epígrafe “Deudores comerciales y otros activos corrientes" de los Estados consolidados de situación financiera a 31 de diciembre de 2025 y 2024 (Nota 16).

- Liquidación de las actividades reguladas en España:

  El importe neto de la cifra de negocios de cada ejercicio incluye una estimación de los ingresos pendientes de cobro derivados de la aplicación de la metodología recogida en el modelo retributivo en vigor para la actividad de distribución, que establece que las instalaciones puestas en servicio del año “n” comiencen a ser retribuidas a partir del año “n+2” (Nota 38).

- Provisiones para riesgos y gastos:

  Como se indica en la Nota 3.r, el Grupo IBERDROLA contabiliza provisiones en cobertura de las obligaciones presentes que surgen como resultado de sucesos pasados. Para ello, tiene que evaluar el resultado de ciertos procedimientos legales, fiscales o de otro tipo que no están cerrados a fecha de formulación de las Cuentas anuales consolidadas en función de la mejor información disponible.

- Vidas útiles:

  Los activos tangibles propiedad del Grupo IBERDROLA, por lo general, operan durante periodos muy prolongados de tiempo. El Grupo estima su vida útil a efectos contables (Nota 3.e) teniendo en cuenta las características técnicas de cada activo y el periodo en que se espera que genere beneficios, así como la legislación aplicable en cada caso.

- Costes de cierre y desmantelamiento de instalaciones de energía eléctrica:

  El Grupo IBERDROLA revisa periódicamente las estimaciones de los costes a los que tendrá que hacer frente para el desmantelamiento de sus instalaciones.

- Provisión para pensiones y obligaciones similares y planes de reestructuración:

  El Grupo IBERDROLA estima al cierre de cada ejercicio la provisión actual actuarial necesaria para hacer frente a los compromisos por planes de reestructuración, pensiones y otras obligaciones similares que ha contraído con sus trabajadores, lo que implica la valoración independiente de obligaciones y activos.

  Para dichas valoraciones, el Grupo IBERDROLA cuenta con el asesoramiento de actuarios y expertos financieros tasadores independientes (Notas 3.o, 3.p y 27).

  Para la parte de obligaciones supone la realización por parte del experto independiente:

  - Estimación de la obligación devengada, coste del ejercicio y pagos próximos ejercicios.

  - Análisis de las pérdidas y ganancias actuariales, del superávit o déficit resultante y de sensibilidad sobre las hipótesis relevantes.

  Para la parte de activos supone la realización por parte del experto independiente:

  - Identificación de las entidades gestoras, depositarias de los fondos de pensiones y de los vehículos/mandatos de inversión (VMI), del grado de aptitud de cada una de las gestoras y de los VMI.

  - *Operational Due Diligence* de las gestoras: fortaleza financiera de la gestora, solvencia, estructura organizativa, medios, procesos de las funciones de Control de Riesgos y de Cumplimiento, política de mejor ejecución, asignación de órdenes, calidad y reputación, etc.

  - Análisis, cuantitativo y cualitativo, de cada uno de los VMI en los que están materializadas las inversiones financieras y la clasificación en niveles de liquidez de cada uno de los activos y/o vehículos de inversión conforme a los siguientes criterios:

Nivel	Descripción	Criterios prácticos de valoración
1	Precios cotizados para instrumentos similares	- Cash - Equity & Preferred stocks - Listed Derivatives - U.S. government and U.S. agencies – Los valores razonables de los bonos del Tesoro de EE.UU. que se basan en precios de mercado cotizados en mercados activos. Se considera que el mercado de bonos del Tesoro de EE.UU. es un mercado que se negocia activamente, dado el alto nivel de volumen de negociación diario.

Nivel	Descripción	Criterios prácticos de valoración
2	Inputs de mercado directamente observables a parte de los inputs de nivel 1	- U.S. government and U.S. agencies – Los valores razonables de los bonos de agencias estadounidenses se determinan utilizando el diferencial sobre la curva de rendimiento libre de riesgo. Los rendimientos de la curva de rendimiento sin riesgo y los diferenciales de estos valores son datos de mercado observables. - Non-U.S. government and supranational bonds – Estos valores suelen ser valorados por servicios de precios independientes. El servicio de fijación de precios puede utilizar las operaciones de mercado actuales para valores de calidad, vencimiento y cupón similares. Si no se dispone de dichas operaciones, el Servicio de Fijación de Precios suele utilizar modelos analíticos que pueden incorporar diferenciales, datos sobre los tipos de interés y noticias del mercado/sector. Los datos significativos utilizados para fijar el precio de los bonos gubernamentales y supranacionales no estadounidenses son datos de mercado observables. - Asset-backed securities- Estos valores comprenden CMBS y CLO originados por una variedad de instituciones financieras que en el momento de su adquisición tienen una calificación de BBB-/Baa3 o superior. El precio de estos valores lo fijan servicios de fijación de precios e intermediarios independientes. El proveedor de precios aplica a la valoración las cotizaciones de los distribuidores y otra información comercial disponible, las velocidades de pago anticipado, las curvas de rendimiento y los diferenciales de crédito. Los datos significativos utilizados para valorar los CMBS y CLO son datos de mercado observables. - Government and Corporate Bonds - Bonos emitidos por empresas que en el momento de su adquisición tienen una calificación de BBB-/Baa3 o superior. El precio de estos valores lo fijan generalmente servicios de fijación de precios independientes. Los datos significativos utilizados para fijar el precio de los bonos corporativos son datos de mercado observables. - Municipal bonds - Bonos emitidos por entidades o agencias estatales y municipales de Estados Unidos. Los valores razonables de los bonos municipales suelen ser valorados por servicios independientes de fijación de precios. Los servicios de fijación de precios suelen utilizar los márgenes obtenidos de los corredores de bolsa, los precios de negociación y el mercado de nuevas emisiones. Los datos significativos utilizados para fijar el precio de los bonos municipales son datos de mercado observables, - Mutual Funds & Commingled Funds - OTC Derivatives - Longevity swap, en base a informe independiente.

Nivel	Descripción	Criterios prácticos de valoración
3	Inputs que no están basados en datos de mercado observables	- Closed-ended Funds - Real Estate

- Valor razonable de sus inversiones y existencias inmobiliarias:

  El Grupo IBERDROLA encarga, con carácter anual, tasaciones de sus inversiones y existencias inmobiliarias a expertos externos (Notas 3.h y 10).

- Deterioro de activos:

  Tal como se describe en las Notas 3.i y 14, el Grupo IBERDROLA, conforme a la normativa contable que le es de aplicación, realiza el test de deterioro de aquellas unidades generadoras de efectivo que así lo requieren anualmente. Asimismo, realiza test específicos en el caso de detectar indicios para ello. Estos test de deterioro implican la estimación de la evolución futura de los negocios y de la tasa de descuento más apropiada en cada caso. El Grupo IBERDROLA cree que sus estimaciones en este sentido son adecuadas, coherentes con la actual coyuntura económica y con los compromisos relacionados con el Acuerdo de París (Nota 6) y reflejan sus planes de inversión y la mejor estimación disponible de sus gastos e ingresos futuros, y considera que sus tasas de descuento reflejan adecuadamente los riesgos correspondientes a cada unidad generadora de efectivo.

- Determinación del plazo de arrendamiento:

  En la determinación del plazo de arrendamiento, el Grupo IBERDROLA considera todos los hechos y circunstancias relevantes que crean un incentivo económico significativo al arrendatario para ejercer la opción de renovación o no ejercer la opción de cancelación. Las opciones de renovación o terminación solo se incluyen en la determinación del plazo de arrendamiento si es razonablemente cierto que el contrato va a extenderse o no va a cancelarse. En el caso de que ocurra un evento significativo o un cambio significativo en las circunstancias que pudieran afectar a la determinación del plazo, el Grupo IBERDROLA revisa las valoraciones realizadas en la determinación del plazo de arrendamiento.

6. Cambio climático y acuerdo de París

En su compromiso con el Acuerdo de París y la transición energética, el Plan de Acción Climática de IBERDROLA establece una ambiciosa hoja de ruta con la aspiración de lograr:

- Neutralidad de emisiones de CO_2 equivalente para el alcance 1 en el año 2030.
- Reducir la intensidad de emisiones procedentes de la generación de electricidad, hasta alcanzar una cifra inferior a 10 g CO_2/kWh en 2030.
- Alcanzar un estado de cero emisiones netas (*Net Zero*) antes de 2040.

Para alcanzar este objetivo aspiracional se están definiendo también palancas y acciones asociadas que, a su vez, contribuyan a la descarbonización del conjunto de la economía, así como los valores, herramientas e indicadores sobre los que se asienta su consecución.

Una de las palancas para la consecución de este objetivo aspiracional de reducción de emisiones es que IBERDROLA seguirá impulsando y liderando un modelo de negocio y un plan inversor plenamente integrados en un futuro electrificado y descarbonizado. La compañía avanza en su plan de inversión para consolidar su modelo de negocio, basado en más energías renovables, más redes, más almacenamiento y más soluciones inteligentes para los clientes.

6.a) Escenario energético

En la elaboración de los Estados financieros consolidados del ejercicio 2025 se ha tenido en cuenta el plan estratégico presentado a los mercados el 24 de septiembre de 2025 que establece el marco de la estrategia y el modelo de negocio del Grupo IBERDROLA, alineado con el Acuerdo de París y la Agenda 2030 en la lucha contra el cambio climático.

Las proyecciones del Grupo IBERDROLA son coherentes con los objetivos de París y se basan principalmente en el escenario público de la Agencia Internacional de la Energía (*International Energy Agency - Announced Pledges Scenario*, IEA – APS), junto con otras hipótesis específicas de las áreas geográficas donde el grupo opera. Los escenarios utilizados para nuestro ejercicio de riesgos de transición climática (STEPS, APS y NZE) son compatibles con los supuestos climáticos clave realizados en los estados financieros.

6.b) Visión estratégica

La visión estratégica de IBERDROLA para los próximos años se enmarca en el escenario energético descrito en el apartado anterior.

En la actualización del plan para el periodo 2025-2028 presentado en el *Capital Markets Day* el 24 de septiembre de 2025, IBERDROLA ha anunciado unas inversiones de 58.000 millones de euros durante dicho periodo para impulsar la electrificación de la economía y las nuevas necesidades de las redes eléctricas. Estas inversiones suponen un incremento del 30% respecto al periodo 2021-2024.

Este Plan Estratégico transforma la empresa hacia una compañía más regulada y centrada en el Reino Unido y los Estados Unidos y dos terceras partes de las inversiones previstas irán destinadas a redes de transporte y distribución, fundamentalmente en esos países.

De los 58.000 millones de inversión, el 85% irá destinado a países con rating A dotados con marcos regulatorios estables, predecibles y atractivos. Esto permitirá el impulso del crecimiento con más estabilidad, predictibilidad, rentabilidad y seguridad.

- Por países, el 65% de la inversión estará centrada en el Reino Unido y los Estados Unidos. Reino Unido se convierte en el principal destino de la inversión, con 20.000 millones de euros, seguido de los Estados Unidos, con 16.000 millones. Por detrás se encuentra la Península Ibérica, con 9.000 millones de euros, Brasil, con 7.000 millones de euros y otros países de la UE y Australia, con 5.000 millones. Además se contemplan alrededor de 1.000 millones de euros para inversiones en innovación y transformación digital no asignados a países.
- Por áreas de negocio, IBERDROLA tiene previsto invertir 37.000 millones de euros al negocio de Redes: 25.000 millones estarán destinados a las redes de distribución y 12.000 millones a la red de transporte. Las inversiones van dirigidas a mercados con marcos cerrados o en negociación avanzada y que cuentan con una rentabilidad media (ROE) del 9,5%.

Esto permitirá situar la base de activos regulados en los 70.000 millones de euros en 2028: 50.000 millones serán de la red de distribución y 20.000 millones de la red de transporte al final del periodo.

Al negocio renovable y clientes, la compañía tiene previsto destinar 21.000 millones de euros, el 38% se destinará a la eólica marina; un 24%, a eólica terrestre, un 10% a almacenamiento y otro 10% a solar. El 75% de estos proyectos se encuentran ya en construcción.

6.c) Elaboración de los estados financieros

En la elaboración de estos estados financieros se ha considerado el impacto del cambio climático en varias de las estimaciones clave, que incluyen:

- la estimación de la vida útil de los activos, su valor residual y las provisiones de desmantelamiento; y
- los test de deterioro.

Vidas útiles

Como se describe en la Nota 3.e) “Amortización del inmovilizado material en explotación”, el Grupo IBERDROLA revisa anualmente la vida útil de sus activos. El Grupo IBERDROLA no ha modificado en el ejercicio 2025 la vida útil de sus activos, en la medida en que, a la fecha de formulación de estas cuentas anuales, no se ha concretado la hoja de ruta que responda a la aspiración de lograr en 2030 la neutralidad en emisiones de carbono equivalente para el alcance 1. No obstante, parece razonable cumplir este objetivo teniendo en cuenta las reducidas emisiones ya alcanzadas considerando la desinversión de México.

Por otra parte, la aspiración en el largo plazo de alcanzar el objetivo *“net zero”* antes de 2040 (alcances 1, 2 y 3) depende tanto de las medidas que adopte el grupo como de las decisiones de terceros. Estas medidas podrían afectar tanto al negocio de generación térmica, fundamentalmente a las centrales de cogeneración y ciclos combinados del Grupo, como a las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas. En este sentido, a la fecha de formulación de estas cuentas anuales, la Sociedad no ha definido una combinación de palancas concreta, ni ha tomado ninguna decisión que afecte al desarrollo de sus negocios y actividades.

En este sentido y en línea con esta aspiración, durante el ejercicio 2025, el Grupo ha llegado a un acuerdo de compraventa de la filial Iberdrola México, sociedad titular de negocios del Grupo IBERDROLA en México, que posee 1.166 MW de ciclos combinados y 202 MW de cogeneración (Nota 18).

El Grupo IBERDROLA ha asumido el compromiso de no construir ninguna central térmica adicional a las ya existentes a la fecha y estima que este tipo de generación se mantendrá en operación de forma residual y se justifica, principalmente, por la necesidad de proveer de energía a la población sin acceso a la misma o para asegurar una adecuada integración de la energía renovable.

Asimismo, se debe tener en cuenta que algunos de los negocios del Grupo como el transporte y distribución de gas en Estados Unidos, así como parte de la comercialización de gas en España y Reino Unido, por ejemplo, son negocios regulados. La posibilidad de abandono de estas actividades requeriría de autorización de los reguladores.

Adicionalmente, el papel de estos activos en la transición energética de cada país es incierto y depende de las políticas y las medidas que los gobiernos o los reguladores adopten en el futuro. En cualquier caso, el Grupo IBERDROLA considera que los efectos económicos de las decisiones que, en su caso, adopte el regulador, como por ejemplo acortar la vida útil de estos activos, no debería suponer un impacto significativo ya que la regulación garantiza la rentabilidad de las inversiones realizadas y compensaría al Grupo por medio de las tarifas.

En consecuencia, en general, el Grupo IBERDROLA considera que no es necesario acelerar la amortización de los activos emisores ya que se requieren como respaldo o su vida útil depende de actuaciones de terceros fuera de su control. Tampoco ha acelerado el momento de las provisiones de cierre o desmantelamiento de instalaciones como resultado del cambio climático. Sin embargo, continuará monitorizando las necesidades del sistema y las decisiones de los gobiernos y organismos reguladores para determinar si necesitará acelerar la depreciación de estos activos en el futuro.

Test de deterioro

Las proyecciones utilizadas en los test de deterioro de activos no financieros (Nota 14) se corresponden con el escenario energético descrito en 6.a) y la visión estratégica incluida en 6.b). Dichas proyecciones coinciden con la mejor información prospectiva de la que dispone el Grupo IBERDROLA y recogen los planes de inversión existentes en cada país en ese momento. Dichos planes responden a la estrategia del Grupo IBERDROLA y se han elaborado teniendo en cuenta los escenarios descritos en el apartado 6.a).

Riesgos climáticos

El Informe de gestión, en su apartado 4.5 Gobierno y sostenibilidad, describe los riesgos climáticos, incluidos los físicos y de transición, considerados por el Grupo en los distintos negocios.

6.d) Financiación Sostenible

Un año más, el Grupo IBERDROLA reafirma su liderazgo en finanzas sostenibles, consistente con su modelo de negocio que impulsa la electrificación como vector de energía competitiva, local y autosuficiente. Este liderazgo se despliega en las distintas geografías en que opera y a través de los distintos instrumentos y mercados en que se financia. Todo ello con el triple objetivo de (i) contribuir a la ejecución del ambicioso plan estratégico del Grupo, para lo cual la solvencia y solidez financieras son pilares clave, (ii) alinear y dar consistencia al modelo de financiación para un plan de inversiones sostenible de acuerdo a la Taxonomía europea y (iii) ofrecer a sus prestamistas e inversores, en cada operación, una garantía robusta de que van a contribuir a generar un impacto positivo para el medioambiente de una manera responsable.

La financiación sostenible firmada por el Grupo IBERDROLA en el ejercicio 2025 asciende a 15.737 millones de euros. El desglose por producto, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	Nota	Financiación Verde	Financiación KPI-Linked	Total
Obligaciones perpetuas subordinadas	22	1.000	0	1.000
Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	29			
Obligaciones y bonos		3.138	0	3.138
Préstamos multilaterales		1.184	0	1.184
Préstamos bancos de desarrollo y ECAs		688	0	688
Préstamos bancarios		1.129	276	1.405
Líneas de crédito		0	3.775	3.775
Instrumentos de capital con características de pasivo financiero	24	405	0	405
Sociedades integradas por el método de participación (*)	15.a	4.142	0	4.142
Total		**11.686**	**4.051**	**15.737**

(*) Corresponde al *Project Finance* de la sociedad East Anglia Three LTD por importe de 3.614 millones de libras esterlinas (4.142 millones de euros).

Operaciones de financiación verde

- **Obligaciones y Bonos**

En el mercado de capitales, el Grupo IBERDROLA es el emisor privado líder mundial en bonos verdes para financiación propia.

En 2025 el Grupo IBERDROLA ha incrementado su volumen de bonos verdes emitidos por importe conjunto de 4.138 millones de euros. En la Corporación, 1.000 millones de euros de obligaciones perpetuas subordinadas, 400 millones de euros de un bono referenciado a la acción de Iberdrola y 750 millones de euros de un bono público; en Avangrid, 850 millones de dólares estadounidenses (722 millones de euros) y en Neoenergia, 8.300 millones de reales brasileños (1.266 millones de euros).

- **Préstamos bancarios**

En el mercado bancario, durante el 2025 Neoenergia ha firmado dos préstamos bancarios verdes con vencimientos en 2026 y 2028 por importe de 92 millones de dólares estadounidenses (76 millones de euros) para proyectos de construcción y automatización de redes de distribución y transporte.

Desde la Corporación se ha formalizado un tramo bancario sindicado por 900 millones de euros.

Avangrid, por su parte, ha formalizado un préstamo bancario por importe de 69 millones de dólares estadounidenses (59 millones de euros) como parte de una operación de *Sale and Lease Back* por importe total de 180 millones de dólares estadounidenses (153 millones de euros) para el parque Learning Jupiter.

- **Préstamos multilaterales**

En el año 2025 desde la Corporación se han firmado 6 préstamos verdes con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) por un total de 858 millones de euros. Algunos de estos préstamos han sido otorgados a través de los fondos del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia, para financiar parcialmente el programa plurianual 2024-2026 de redes de distribución en España, la ampliación de la capacidad de bombeo de Valdecañas, la reconstrucción de las infraestructuras dañadas por la Dana en octubre de 2024 y el parque eólico *offshore* Windanker, este último con la cobertura de la agencia española de crédito a la exportación CESCE.

Rokas, filial de Iberdrola en Grecia, ha firmado 2 préstamos verdes con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) por un total de 26 millones de euros provenientes de fondos directos del BEI y del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia, para financiar el parque eólico Gatza.

Neoenergia ha firmado un préstamo con el BEI de 300 millones de euros con cobertura de la agencia italiana de exportación SACE para financiar el programa plurianual 2025-2026 de redes de Coelba.

- **Préstamos con Bancos de Desarrollo y con Agencias de crédito a la exportación (ECA´s)**

El Grupo IBERDROLA ha continuado diversificando sus fuentes de financiación, estableciendo nuevas relaciones comerciales con las denominadas Agencias de crédito a la exportación (ECA´s). Estas Agencias de crédito disponen de pólizas de aseguramiento que garantizan porcentajes muy elevados de los riesgos financieros asumidos por los bancos, permitiendo de esta manera a IBERDROLA diversificar sus fuentes de financiación y reducir el consumo de riesgo por parte de las entidades bancarias.

En mayo de 2025, IBERDROLA ha firmado un préstamo de 600 millones de libras esterlinas (688 millones de euros) cuyos fondos apoyan siete proyectos prioritarios de refuerzo de la red de transporte de Reino Unido.

- **Instrumentos de capital con características de pasivo financiero**

Desde Avangrid se han formalizado en 2025, dos operaciones de monetización de créditos fiscales bajo la estructura de Tax Equity Investor (TEI) de dos porfolios de nuevos proyectos de energías renovables eólicos y fotovoltaicos: Porfolio de Solis II por importe de 300 millones de dólares (255 millones de euros) para los parques de Camino Solar, True North & Power Creek, y Porfolio Aeolus IX por importe de 177 millones de dólares (150 millones de euros) para los parques de Tower Solar, Juniper Canyon & Pontotoc.

Operaciones financieras vinculadas a la consecución de objetivos sostenibles

Adicionalmente, el Grupo IBERDROLA tiene formalizados otros contratos financieros categorizados como sostenibles, por tratarse de operaciones que vinculan su coste o alguna de sus características estructurales al cumplimiento de una serie de objetivos sostenibles, uno de los cuales siempre es de carácter medioambiental.

- **Líneas de crédito vinculadas a objetivos sostenibles**

Durante el ejercicio 2025 se ha formalizado una nueva línea de crédito sindicada sostenibles *(KPI-Linked)* por importe de 2.500 millones de euros con Iberdrola Financiación y Avangrid como prestamistas y vencimiento 2030 vinculada a dos indicadores medioambientales.

Durante 2025 Avangrid ha firmado una línea de crédito sindicada sostenible por importe de 1.500 millones de dólares estadounidenses (1.275 millones de euros) con vencimiento en 2030, introduciendo un indicador medioambiental y un indicador social, cancelando la línea existente firmada en 2018 por importe de 3.575 millones de dólares estadounidenses (3.038 millones de euros).

Asimismo, durante 2025 se ha extendido por un año adicional, hasta 2030, el vencimiento de la linea de crédito sindicada sostenible de 5.300 millones de euros de diciembre de 2023.

- **Préstamos bancarios vinculados a objetivos sostenibles**

En 2025 IBERDROLA ha formalizado tres préstamos bancarios con entidades comerciales por un importe de 276 millones de euros, que incorporan indicadores medioambientales.

A 31 de diciembre de 2025 la composición total de la cartera de operaciones financieras sostenibles del Grupo IBERDROLA, expresada en millones de euros, es la siguiente:

	Nota	Financiación Verde	Financiación KPI-Linked	Total
Obligaciones perpetuas subordinadas	22	6.250	0	6.250
Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	29			
Obligaciones y bonos		17.560	0	17.560
Préstamos multilaterales		6.557	0	6.557
Préstamos bancos de desarrollo y ECAs		4.435	0	4.435
Préstamos bancarios		1.383	2.001	3.384
Líneas de crédito		0	14.406	14.406
Programas de papel comercial		0	6.000	6.000
Instrumentos de capital con características de pasivo financiero	24	1.316	0	1.316
Sociedades integradas por el método de participación (*)	15.a	6.944	0	6.944
Total		**44.445**	**22.407**	**66.852**

(*) Corresponde al acuerdo de financiación *Tax Equity Investment* Verde y al *Project Finance* de la sociedad Vineyard Wind 1 formalizados por un importe total de 3.297 millones de dólares estadounidenses (2.802 millones de euros) y al *Project Finance* de East Anglia Three LTD formalizado por un importe de 3.614 millones de libras esterlinas (4.142 millones de euros).

7. Modificación del perímetro de consolidación y otras transacciones significativas

Combinaciones de negocios

El 2 de agosto de 2024, IBERDROLA suscribió con la totalidad de los socios de North West Electricity Networks (Jersey) Limited (ENW Holding), sociedad titular, indirectamente, del 100% del capital social de Electricity North West Limited (ENW), compañía distribuidora de electricidad británica que opera en el Reino Unido, determinados contratos para la adquisición de un 88% del capital social de ENW Holding e, indirectamente, de ENW.

El cierre de la transacción se produjo el 22 de octubre de 2024, una vez se obtuvo la aprobación por parte del Gobierno del Reino Unido bajo la Ley Nacional de Seguridad e Inversión (*National Security and Investment Act*). La operación estaba sometida a revisión por la autoridad de defensa de la competencia y los mercados (*Competition and Markets Authority, CMA*). Como la transacción se completó antes de la aprobación de la CMA, la CMA impuso una Orden de Ejecución Inicial *(Initial Enforcement Order* "IEO") que impedía cualquier integración antes de que se obtuviera la autorización regulatoria.

La operación se estructuró mediante una compraventa de participaciones representativas de un 85,6 % del capital social de ENW Holding y una ampliación de capital dineraria en ENW Holding por medio de la cual el Grupo IBERDROLA adquirió una participación adicional de un 2,4 % del capital social de dicha sociedad. KDM Power Limited, un consorcio liderado por la sociedad japonesa Kansai Electric Power Co, conserva una participación de un 12 % en el capital social de ENW Holding.

En el cierre de la transacción se aplicó juicio para determinar si el Grupo IBERDROLA controlaba o tenía influencia significativa sobre ENW Holding. Los administradores concluyeron que el Grupo IBERDROLA no controlaba ENW Holding a pesar de poseer el 88% del capital, ya que el Grupo IBERDROLA consideraba que no tenía la capacidad presente para dirigir las actividades relevantes de ENW Holding, como nombrar a la alta dirección, establecer presupuestos o la construcción, mantenimiento y financiación de la red, mientras estuviera vigente la IEO emitida por la CMA.

A 31 de diciembre de 2024, la participación en ENW se integró por el método de participación (Nota 15.a). Posteriormente, el 20 de marzo de 2025, una vez que la CMA ha completado la revisión de la operación, se ha procedido a la toma de control de ENW.

Valor razonable de los activos y pasivos adquiridos

El valor razonable de los activos y pasivos de ENW (calculado por un experto independiente) y su valor en libros a la fecha de toma de control, expresado en millones de euros, son los siguientes:

	Valor en libros	Valor razonable
Activo Intangible	271	2.544
Propiedad, planta y equipo	4.772	3.505
Activo por derechos de uso	21	21
Inversiones financieras no corrientes	145	191
Impuestos diferidos activos	71	71
Deudores comerciales y otros activos corrientes	134	134
Efectivo y otros medios equivalentes	293	293
Total	**5.707**	**6.759**

	Valor en libros	Valor razonable
Instalaciones cedidas y financiadas por terceros	599	0
Provisiones no corrientes	5	5
Pasivos financieros no corrientes	2.941	2.884
Impuestos diferidos pasivos	541	963
Pasivos financieros corrientes	241	260
Otros pasivos corrientes	154	154
Total	**4.481**	**4.266**

Fondo de comercio

El detalle del fondo de comercio a 20 de marzo de 2025 surgido en la combinación de negocios, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	Total
Valor razonable de la participación previa	2.710
Valor razonable de participaciones no dominantes	369
Valor razonable a la fecha de toma de control	**3.079**
Valor razonable de los activos netos adquiridos	2.493
Fondo de comercio surgido en la adquisición (Nota 9)	**586**

El fondo de comercio resultante se compone fundamentalmente de beneficios económicos futuros derivados de la propia actividad de la compañía adquirida que no cumplen las condiciones establecidas para su reconocimiento contable separado en el momento de la combinación de negocios.

La contribución de la adquisición de ENW a la cifra neta de negocios consolidada y al beneficio neto del ejercicio de operaciones continuadas del Grupo IBERDROLA del ejercicio 2025 desde la toma de control ha ascendido a 612 y 128 millones de euros, respectivamente. Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2025, la contribución a la cifra neta de negocios consolidada del Grupo IBERDROLA en el ejercicio 2025 habría ascendido a 732 millones de euros.

La contabilización de esta combinación de negocios ha sido determinada de manera provisional. Los ajustes que afecten a las valoraciones provisionales que resulten necesarios como consecuencia de nueva información sobre hechos y circunstancias existentes a la fecha de adquisición que se pongan de manifiesto en un plazo no superior a los doce meses siguientes a dicha fecha se registrarán de forma retroactiva.

Venta de empresas del Grupo

Ejercicio 2025

Venta de SP Smart Meters Assets Limited (SPSMAL)

En mayo de 2025, el Grupo IBERDROLA ha suscrito un contrato de compraventa para la venta del 100% del capital social de SPSMAL, sociedad titular y que opera el negocio de alquiler de contadores inteligentes de ScottishPower en Reino Unido, a Macquarie UK Holdings No.2 Limited, sociedad íntegramente participada de forma indirecta por Macquarie Group Limited.

El cierre de la operación estaba sujeto a aprobación por la autoridad de competencia británica (*Competition and Markets Authority*), que fue obtenida a finales del mes de mayo. El cierre de la operación se ha producido en septiembre de 2025.

En la fecha de cierre de la operación, ScottishPower Energy Retail Limited (SPERL) ha suscrito con SPSMAL un contrato (*meter rental agreement*) de larga duración en virtud del cual SPSMAL prestará a SPERL determinados servicios de alquiler de contadores inteligentes para los clientes de SPERL en Reino Unido.

La contraprestación acordada asciende a 895,5 millones de libras esterlinas y se ha pagado íntegramente por el comprador en la fecha de cierre de la operación.

Esta operación ha supuesto una plusvalía de 379 millones de euros que ha sido registrada en el epígrafe "Otros resultados de explotación" del Estado consolidado del ejercicio 2025 y la baja del saldo de fondo de comercio de 256 millones de euros del Estado consolidado de situación financiera 31 de diciembre de 2025 (Nota 9).

Venta de East Anglia Three Holdings Limited (EA3)

En mayo de 2025, el Grupo IBERDROLA y el Grupo de renovables de Abu Dhabi, Masdar, han acordado coinvertir en el parque eólico marino EA3 ubicado frente a la costa de Suffolk, en el Reino Unido. El cierre de la transacción se ha producido en julio de 2025 lo que ha supuesto la pérdida de control de la participación y su consideración como negocio conjunto integrado por el método de participación (Nota 15.a).

Esta operación ha supuesto una minusvalía de 126 millones de euros que ha sido registrada en el epígrafe "Otros resultados de explotación" del Estado consolidado del ejercicio 2025. Adicionalmente se han discontinuado las coberturas que el Grupo IBERDROLA había establecido para cubrir el riesgo de tipo de interés e inflación asociado al proyecto, lo que ha supuesto un ingreso de 277 millones de euros que ha sido registrado en el epígrafe de "Ingreso financiero" del Estado consolidado del ejercicio 2025 (Nota 30).

Venta de Neoenergia Itabapoana Transmissão de Energia, S.A.

En abril de 2025, el Grupo IBERDROLA (a través de Neoenergia) ha llegado a un acuerdo para vender el 50% de su participación en Neoenergia Itabapoana Transmissão de Energia, S.A. a GIC (fondo soberano de Singapur) por aproximadamente 115 millones de reales brasileños. El cierre de la transacción ha supuesto la pérdida de control de la participación y su consideración como negocio conjunto integrado por el método de participación (Nota 15.a).

La transacción ha supuesto el registro de unas minusvalías de 6 y 14 millones de euros en el epígrafe "Otros resultados de explotación" del Estado consolidado del resultado de los ejercicios 2025 y 2024, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2024 dicha participación se registró en los epígrafes “Activos mantenidos para su enajenación” y “Pasivos mantenidos para su enajenación” (Nota 18).

Venta de Baixo Iguaçu

El 20 de febrero de 2025, Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel) ha ejercitado el derecho de compra preferente, de forma irrevocable e inapelable, en los términos exactos del Contrato de Adhesión, para adquirir la totalidad de la participación directa de Neoenergia en Geração Céu Azul y, de forma indirecta, su participación correspondiente al 70% en el CEBI.

El 30 de junio de 2025, Neoenergia y Copel cumplieron todas las condiciones precedentes y concluyeron la operación mediante la enajenación, por parte de Neoenergia, de la totalidad de las acciones de Geração Céu Azul S.A., por un valor total de 1.050 millones de reales brasileños (de los cuales 16 millones de reales brasileños son *earn-out*, actualizados por el IPCA).

Esta operación ha supuesto una plusvalía de 7 millones de euros que ha sido registrada en el epígrafe "Otros resultados de explotación" del Estado consolidado del ejercicio 2025 (minusvalía de 45 millones de euros en el epígrafe "Otros resultados de explotación" del Estado consolidado del ejercicio 2024).

A 31 de diciembre de 2024 dicha participación se registró en los epígrafes “Activos mantenidos para su enajenación” y “Pasivos mantenidos para su enajenación” (Nota 18).

Acuerdo de venta de Maine Natural Gas

En abril de 2025, el Grupo IBERDROLA ha vendido el 100% de la empresa estadounidense Maine Natural Gas (MNG) a Unitil, un *holding* público de energía con negocio en Maine, New Hampshire y Massachusetts. Esta operación ha supuesto una plusvalía de 5 millones de euros que ha sido registrada en el epígrafe "Otros resultados de explotación" del Estado consolidado del ejercicio 2025.

Ejercicio 2024

Desinversión en México

En junio de 2023 Iberdrola Generación México, S.A. de C.V., Iberdrola Renovables México, S.A. de C.V. y determinadas filiales de éstas, todas ellas íntegramente participadas, directa o indirectamente, por la sociedad *subholding* del Grupo IBERDROLA en México, Iberdrola México, S.A. de C.V., suscribieron el contrato de compraventa por el que se venden las acciones de su propiedad.

A 31 de diciembre de 2023 se completó la segregación a favor de otras entidades dependientes de Iberdrola México de determinados proyectos de generación y otros activos excluidos del perímetro de la transacción y se obtuvieron todas las aprobaciones regulatorias necesarias a excepción de la de Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE).

En febrero de 2024, una vez recibida la autorización de la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE) de México y habiéndose cumplido las restantes condiciones suspensivas acordadas entre las partes, se produjo el cierre de la venta.

El importe total percibido en la venta ascendió a, aproximadamente, 6.200 millones de dólares estadounidenses, lo que supuso una plusvalía bruta por importe de 1.717 millones de euros que fue registrada en el Estado consolidado del resultado del ejercicio 2024.

Desinversión en Rumania

En abril de 2024, el Grupo IBERDROLA llegó a un acuerdo con Premier Renewable Invest Co S.R.L., filial del Grupo Premier Energy, para la venta del 100% de Eólica Dobrogea One, S.A., titular del parque de Mihai Viteazu (80MW). El cierre de la operación se produjo el 30 de julio de 2024. El importe total percibido en la venta ascendió a, aproximadamente, 92 millones de euros, lo que supuso una minusvalía bruta por importe de 9 millones de euros que fue registrada en el epígrafe "Otros ingresos de explotación" del Estado consolidado del ejercicio 2024.

Venta de Kitty Hawk

En julio de 2024, el Grupo IBERDROLA firmó una alianza con Dominion Energy para el desarrollo del parque eólico marino Kitty Hawk en Estados Unidos. La operación incluye el área de arrendamiento del parque eólico marino de Kitty Hawk North y los activos asociados.

El cierre de la operación se produjo en octubre de 2024. El importe total percibido en la venta ascendió a, aproximadamente, 146 millones de euros, lo que supuso una plusvalía bruta de 77 millones de euros que fue registrada en el epígrafe "Otros ingresos de explotación" del Estado consolidado del ejercicio 2024.

Transacciones con participaciones no dominantes (Nota 22)

Ejercicio 2025

Adquisición del 16,2% del capital de Neoenergia S.A.

En noviembre de 2025, el Grupo IBERDROLA ha presentado a la Comissão de Valores Mobiliários (CVM) de Brasil la solicitud de registro de una oferta pública de adquisición sobre la totalidad de las acciones de Neoenergia S.A. (Neoenergia) no controladas por el Grupo IBERDROLA o mantenidas por Neoenergia en autocartera, representativas de aproximadamente el 16,2% de su capital social (la OPA) con las finalidades de convertir de “A” a “B” la categoría de emisor de Neoenergia frente a la CVM y de excluir las acciones de Neoenergia de negociación en el segmento Novo Mercado de B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3).

La contraprestación de la OPA se abonará íntegramente en efectivo y será el resultado de:

- tomar la cantidad de 32,5 reales brasileños por cada acción de Neoenergia (precio satisfecho por Iberdrola Energía a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ para la adquisición de su participación del 30,29% del capital social de Neoenergia consumada el 31 de octubre de 2025);
- sumar los intereses sobre dicha cantidad según la variación de la tasa media ponderada diaria SELIC (tipo de interés de referencia en Brasil) entre el 31 de octubre de 2025 y la fecha de liquidación de la OPA; y
- reducir el importe de los eventuales dividendos por acción declarados por Neoenergia desde el 31 de octubre de 2025.

La operación está pendiente de formalización, por lo que no ha tenido efecto en las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025.

Adquisición del 30,29% del capital de Neoenergia S.A.

En septiembre de 2025, el Grupo IBERDROLA ha suscrito un contrato de compraventa con Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (Previ) para la adquisición de la totalidad de las acciones de Neoenergia S.A. (Neoenergia) titularidad de Previ, representativas de, aproximadamente, el 30,29% del capital social de Neoenergia.

La transacción se ha completado en octubre de 2025 por una contraprestación de 11.950 millones de reales brasileños a razón de 32,5 reales brasileños por acción.

Al cierre de la operación el Grupo IBERDROLA es titular del 83,8% del capital social de Neoenergia y queda resuelto el contrato de accionistas suscrito por Iberdrola Energía y Previ el 7 de junio de 2017.

Dado que el Grupo IBERDROLA ya tenía el control sobre la sociedad, la transacción se ha registrado como una operación con participaciones no dominantes, lo que ha supuesto una disminución de 1.820 millones de euros en el epígrafe “De participaciones no dominantes”, un cargo de 15 millones de euros en el epígrafe "Ajustes por cambio de valor", un cargo de 941 millones en el epígrafe "Diferencias de conversión" y un abono de 866 millones de euros en el epígrafe “Otras reservas” del Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2025.

Venta de una participación minoritaria en el capital de la sociedad titular del parque eólico marino Windanker

En diciembre de 2024, el Grupo IBERDROLA suscribió un acuerdo para la venta a Windanker Investco B.V. (sociedad perteneciente al grupo del que Kansai Electric Power Company, Incorporated es la sociedad cabecera) de una participación del 49% en el capital social de Windanker GmbH (Windanker), sociedad titular del parque eólico marino Windanker en Alemania.

El cierre de la operación ha tenido lugar en abril de 2025 tras la obtención por el comprador de las autorizaciones regulatorias preceptivas. El precio a pagar al cierre de la transacción ha ascendido a aproximadamente 180 millones de euros.

Tras el cierre de la operación, el comprador deberá contribuir, en proporción a su participación en el capital de Windanker, a los costes de construcción del parque hasta su finalización. Asimismo, determinadas entidades pertenecientes al Grupo IBERDROLA seguirán prestando los servicios de supervisión de la construcción, de operación y mantenimiento y de gestión del parque.

Dado que el Grupo IBERDROLA ya tenía el control sobre la sociedad, la transacción se ha registrado como una operación con participaciones no dominantes, lo que ha supuesto un aumento de 137 millones de euros en el epígrafe “De participaciones no dominantes” y un abono de 37 millones de euros en el epígrafe “Otras reservas” del Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2025.

Acuerdo marco de coinversión con NBIM Iberian Reinfra AS (Nota 51)

En enero de 2024, diversas sociedades del Grupo IBERDROLA suscribieron un acuerdo marco de coinversión con NBIM Iberian Reinfra AS (NBIM Iberian), sociedad perteneciente al grupo del que Norges Bank es la sociedad cabecera. El acuerdo supuso una nueva operación en el contexto de la colaboración entre las partes para el desarrollo conjunto de activos renovables en la península ibérica establecida en virtud del acuerdo marco de coinversión con NBIM Iberian anunciado por Iberdrola, S.A. el 17 de enero de 2023.

Los acuerdos contemplan la adquisición por NBIM Iberian de una participación del 49% en el capital social de diversas sociedades del Grupo IBERDROLA titulares de proyectos eólicos terrestres y solares fotovoltaicos en España y Portugal. Posteriormente, el Grupo IBERDROLA y NBIM Iberian aportarán sus participaciones en las sociedades titulares de los proyectos a una sociedad holding participada por ambas compañías en la misma proporción del 51% y del 49%, respectivamente, de su capital social. El Grupo IBERDROLA continuará manteniendo el control de las sociedades titulares de los proyectos y gestionando el desarrollo de los proyectos no operativos hasta alcanzar su entrada en explotación comercial y les continuará prestando los servicios corporativos, de gestión y de operación y mantenimiento necesarios para su explotación.

Dado que el Grupo IBERDROLA ya tenía el control sobre la cartera de proyectos que han sido aportados durante los ejercicios 2025 y 2024, la transacción se registra como una operación con participaciones no dominantes, lo que ha supuesto un abono de 200 millones de euros en el epígrafe “De participaciones no dominantes” y un abono de 54 millones de euros en el epígrafe “Otras reservas” del Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2025 (supuso un abono de 18 millones de euros en el epígrafe “De participaciones no dominantes” y un abono de 3 millones de euros en el epígrafe “Otras reservas” del Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2024).

Ampliaciones de capital Windanker

La sociedad Windanker, GmbH ha llevado a cabo durante el ejercicio 2025 ampliaciones de capital que han sido suscritas por sus dos socios en proporción a su porcentaje de participación, lo que ha supuesto un abono de 87 millones de euros en el epígrafe de “Patrimonio neto - De participaciones no dominantes” del Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2025.

Ampliaciones de capital Baltic Eagle

La sociedad Baltic Eagle GmbH ha llevado a cabo durante el ejercicio 2025 ampliaciones de capital que han sido suscritas por sus dos socios (Masdar Baltic Eagle Germany GmbH e Iberdrola Renovables Deutschland GmbH) en proporción a su porcentaje de participación, lo que ha supuesto un abono de 77 millones de euros en el epígrafe de “Patrimonio neto - De participaciones no dominantes” del Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2025. Durante 2024, las ampliaciones de capital realizadas supusieron un abono de 194 millones de euros en el epígrafe de “Patrimonio neto - De participaciones no dominantes” del Estado consolidado de situación financiera del ejercicio 2024.

Ejercicio 2024

Acuerdo de adquisición de las acciones ordinarias de Avangrid, Inc., que no eran de propiedad de IBERDROLA

En marzo de 2024, IBERDROLA presentó al Consejo de Administración de Avangrid, Inc. (AVANGRID) una indicación de interés preliminar no vinculante proponiendo la adquisición, a través de una fusión o de otro modo que se acuerde entre las partes, de todas las acciones ordinarias de AVANGRID que no sean ya propiedad de IBERDROLA.

En mayo de 2024, IBERDROLA suscribió un acuerdo de fusión con AVANGRID y con la sociedad participada por Iberdrola, Arizona Merger Sub, Inc. (Merger Sub), en virtud del cual IBERDROLA adquiriría todas las acciones ordinarias de AVANGRID que no sean ya propiedad de IBERDROLA por un precio de 35,75 dólares estadounidenses en efectivo por acción. Una vez consumada la fusión por absorción de Merger Sub por parte de AVANGRID, IBERDROLA sería titular del 100 % del capital social de AVANGRID.

El 26 de septiembre de 2024 se celebró la Junta General de Accionistas de AVANGRID donde obtuvo el voto favorable al acuerdo de fusión. Previamente, la transacción fue aprobada por parte del Consejo de Administración de AVANGRID.

Una vez recibidas las autorizaciones necesarias, la consumación de la fusión de AVANGRID y Merger Sub, deviniendo IBERDROLA titular del 100% del capital social de AVANGRID tuvo lugar el 23 de diciembre de 2024.

La contraprestación agregada pagada por Iberdrola a los actuales titulares de acciones de AVANGRID distintos de IBERDROLA en virtud de la operación ascendió a 2.551 millones de dólares estadounidenses.

Dado que el Grupo IBERDROLA ya tenía el control sobre la sociedad, la transacción se registró como una operación con participaciones no dominantes, lo que supuso una disminución de 3.902 millones de euros en el epígrafe “De participaciones no dominantes” y un abono de 564 millones de euros, 824 millones de euros y 25 millones de euros en los epígrafes “Otras reservas”, "Diferencias de conversión" y "Ajustes por cambio de valor", respectivamente, del Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2024. Los costes de la transacción ascendieron a 35 millones de euros.

Oferta pública de adquisición de acciones (OPA) de Neoenergia Cosern

En septiembre de 2024, NEOENERGIA, filial del Grupo IBERDROLA en Brasil, completó la OPA de Neoenergia Cosern en la Bolsa de Valores de São Paulo, elevando así su participación del 93,09% al 100% en la distribuidora que opera en el estado de Rio Grande do Norte.

Dado que el Grupo IBERDROLA ya tenía el control sobre la sociedad, la transacción fue registrada como una operación con participaciones no dominantes, lo que supuso un cargo de 26 millones de euros en el epígrafe “De participaciones no dominantes” y un cargo de 2 millones de euros en el epígrafe “Otras reservas” del Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2024.

8. Información sobre segmentos

El Grupo IBERDROLA asienta su organización sobre una doble estructura de áreas geográficas y de negocios. Esta estructura matricial con segmentos por áreas geográficas y por negocios es la siguiente:

Áreas geográficas:

- España;
- Reino Unido;
- Estados Unidos;
- México (Nota 18);
- Brasil; e
- Iberdrola Energía Internacional (IEI), en donde los países más relevantes son Alemania, Francia y Australia.

Negocios:

- Negocio de Renovables y Generación Sostenible: agrupa la generación de electricidad de origen renovable (eólica terrestre -*onshore*- y marina -*offshore*-, fotovoltaica e hidroeléctrica), así como otras fuentes de energía, la generación convencional nuclear y ciclos combinados en España.
- Negocio de Redes: incluye las actividades de transmisión y distribución de energía, principalmente gas y electricidad, así como otras de naturaleza regulada.
- Negocio de Clientes: incluye las actividades de comercialización de energía, principalmente gas y electricidad, y otros productos y servicios, incluyendo el hidrógeno, así como la generación no renovable de México, en discontinuación, al ser en su mayor parte para terceros.
- Otros negocios: agrupa otros negocios principalmente no energéticos.

Adicionalmente, en la columna "Corporación y ajustes" se recogen los costes de las funciones corporativas y funciones globales, ya sea a nivel global o local, que prestan servicios a las sociedades y a los negocios sobre la base de la formalización de contratos de prestación de servicios intragrupo suscritos con Iberdrola, S.A. o con la correspondiente sociedad *subholding*.

Las transacciones entre los diferentes segmentos se efectúan en condiciones de mercado.

Las magnitudes más relevantes de los segmentos identificados, expresadas en millones de euros, son las siguientes:

Ejercicio 2025	España	Reino Unido	Estados Unidos	México (Nota 18)	Brasil	IEI	Corporación y ajustes	Subtotal	Operación discontinuada (Notas 2.c y 18)	Total
Importe neto de la cifra de negocios	16.845	7.551	8.703	1.412	9.228	2.741	(933)	45.547	(1.471)	44.076
Resultados										
Resultado de explotación del segmento	4.141	2.373	1.329	449	1.693	344	(53)	10.276	(521)	9.755
Resultado de sociedades por el método de participación - neto de impuestos	4	27	38	0	37	(3)	(7)	96	0	96
Activos										
Activos del segmento	36.170	38.076	45.804	0	11.259	10.910	(1.542)	140.677	0	140.677
Participaciones contabilizadas por el método de participación	196	113	765	0	315	55	53	1.497	0	1.497
Pasivos										
Pasivos del segmento	11.762	9.227	13.782	0	3.992	2.200	(3.936)	37.027	0	37.027
Otra información										
Coste total incurrido durante el periodo en la adquisición de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	1.916	3.666	3.764	0	62	1.300	211	10.919	0	10.919
Corrección valorativa de deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	(12)	147	167	(4)	89	5	2	394	4	398
Amortizaciones	1.817	1.042	1.257	118	560	391	52	5.237	(115)	5.122
Dotaciones por deterioro de activos	0	107	371	0	0	46	0	524	0	524
Reversiones por deterioro de activos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dotaciones/(reversiones) por otras provisiones	58	16	68	4	11	4	0	161	(4)	157
Gastos del periodo distintos de amortización y depreciación que no han supuesto salidas de efectivo	12	78	55	1	11	2	21	180	(1)	179

Ejercicio 2024	España	Reino Unido	Estados Unidos	México (Nota 18)	Brasil	IEI	Corporación y ajustes	Subtotal	Operación discontinuada (Notas 2.c y 18)	Total
Importe neto de la cifra de negocios	16.982	7.718	7.752	1.721	9.139	1.875	(448)	44.739	(1.751)	42.988
Resultados										
Resultado de explotación del segmento	4.317	2.257	(579)	2.028	1.591	317	(202)	9.729	(2.090)	7.639
Resultado de sociedades por el método de participación - neto de impuestos	(2)	49	(22)	0	23	(42)	(43)	(37)	0	(37)
Activos										
Activos del segmento	34.603	33.527	48.930	3.899	9.884	9.996	(2.331)	138.508	0	138.508
Participaciones contabilizadas por el método de participación	175	2.739	1.036	2	285	36	42	4.315	0	4.315
Pasivos										
Pasivos del segmento	11.045	8.005	14.728	2.039	3.776	1.565	(3.881)	37.277	0	37.277
Otra información										
Coste total incurrido durante el periodo en la adquisición de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	2.019	2.713	3.698	117	52	1.253	131	9.983	0	9.983
Corrección valorativa de deudores comerciales y otras cuentas a cobrar (Gasto)/ingreso	55	129	189	2	95	1	0	471	(3)	468
Amortizaciones	1.802	894	1.276	115	572	300	52	5.011	(112)	4.899
Dotaciones por deterioro de activos	72	31	1.340	0	0	88	0	1.531	0	1.531
Reversiones por deterioro de activos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dotaciones/(reversiones) por otras provisiones	20	21	54	2	7	1	0	105	(2)	103
Gastos del periodo distintos de amortización y depreciación que no han supuesto salidas de efectivo	134	21	85	2	12	0	39	293	(2)	291

Adicionalmente, se desglosa a continuación el importe de los activos no corrientes en función de su localización geográfica, expresado en millones de euros:

	31.12.2025	31.12.2024
Activos no corrientes (*)		
España	27.783	27.488
Reino Unido	35.398	30.307
Estados Unidos	40.979	43.750
México (Nota 18)	0	2.421
Brasil	4.358	4.146
IEI	9.671	8.930
Corporación y ajustes	753	724
Total	**118.942**	**117.766**

(*) Se excluyen inversiones financieras no corrientes, impuestos diferidos activos, activos por impuestos corrientes y deudores comerciales y otras cuentas a cobrar no corrientes.

Ejercicio 2025	Redes	Renovables y Generación Sostenible	Clientes	Otros negocios, Corporación y ajustes	Subtotal	Operación discontinuada (Notas 2.c y 18)	Total
Importe neto de la cifra de negocios	20.921	10.315	22.127	(7.816)	45.547	(1.471)	44.076
Resultados							
Resultado de explotación del segmento	5.583	2.783	2.351	(441)	10.276	(521)	9.755
Resultado de sociedades por el método de participación - neto de impuestos	75	29	(2)	(6)	96	0	96
Activos							
Activos del segmento	77.317	49.531	7.097	6.732	140.677	0	140.677
Participaciones contabilizadas por el método de participación	386	931	128	52	1.497	0	1.497
Pasivos							
Pasivos del segmento	25.187	11.199	5.378	(4.737)	37.027	0	37.027
Otra información							
Coste total incurrido durante el periodo en la adquisición de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	5.542	4.526	632	219	10.919	0	10.919
Corrección valorativa de deudores comerciales y otras cuentas a cobrar (Gasto)/ingreso	264	0	128	3	395	3	398
Amortizaciones	2.397	2.204	448	188	5.237	(115)	5.122
Dotaciones por deterioro de activos	0	524	0	0	524	0	524
Reversiones por deterioro de activos	0	0	0	0	0	0	0
Dotaciones/(reversiones) por otras provisiones	79	43	38	1	161	(4)	157
Gastos del periodo distintos de amortización y depreciación que no han supuesto salidas de efectivo	68	2	15	95	180	(1)	179

Ejercicio 2024	Redes	Renovables y Generación Sostenible	Clientes	Otros negocios, Corporación y ajustes	Subtotal	Operación discontinuada (Notas 2.c y 18)	Total
Importe neto de la cifra de negocios	18.884	10.055	23.547	(7.747)	44.739	(1.751)	42.988
Resultados							
Resultado de explotación del segmento	3.895	1.858	4.293	(317)	9.729	(2.090)	7.639
Resultado de sociedades por el método de participación - neto de impuestos	12	(48)	(4)	3	(37)	0	(37)
Activos							
Activos del segmento	69.386	54.474	8.898	5.750	138.508	0	138.508
Participaciones contabilizadas por el método de participación	2.987	1.115	116	97	4.315	0	4.315
Pasivos							
Pasivos del segmento	23.859	11.857	6.641	(5.080)	37.277	0	37.277
Otra información							
Coste total incurrido durante el periodo en la adquisición de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	4.792	4.265	690	236	9.983	0	9.983
Corrección valorativa de deudores comerciales y otras cuentas a cobrar (Gasto)/ingreso	287	4	181	(1)	471	(3)	468
Amortizaciones	2.181	2.157	516	157	5.011	(112)	4.899
Dotaciones por deterioro de activos	(1)	1.532	0	0	1.531	0	1.531
Reversiones por deterioro de activos	0	0	0	0	0	0	0
Dotaciones/(reversiones) por otras provisiones	61	25	19	0	105	(2)	103
Gastos del periodo distintos de amortización y depreciación que no han supuesto salidas de efectivo	113	22	45	113	293	(2)	291

Adicionalmente, se desglosa a continuación el importe de los activos no corrientes en función de la actividad de negocio, expresado en millones de euros:

	31.12.2025	31.12.2024
Activos no corrientes (*)		
Redes	64.998	58.444
Renovables y Generación Sostenible	42.991	46.808
Clientes	1.395	2.887
Otros negocios, Corporación y ajustes	9.558	9.627
Total	**118.942**	**117.766**

(*) Se excluyen inversiones financieras no corrientes, impuestos diferidos activos, activos por impuestos corrientes y deudores comerciales y otras cuentas a cobrar no corrientes.

Asimismo, la conciliación entre los activos y pasivos de los segmentos, y el total de activo y pasivo de los Estados consolidados de situación financiera, expresada en millones de euros, es la siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024
Activos de los segmentos	**140.677**	**138.508**
Inversiones financieras no corrientes	10.197	13.032
Activos mantenidos para su enajenación	3.541	404
Inversiones financieras corrientes	2.677	2.267
Efectivo y otros medios equivalentes	3.670	4.082
Total Activo	**160.762**	**158.293**

	31.12.2025	31.12.2024
Pasivos de los segmentos	**37.027**	**37.277**
Patrimonio neto	63.419	61.051
Pasivos financieros no corrientes	46.752	44.813
Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	42.159	40.585
Instrumentos de capital con características de pasivo financiero	553	485
Instrumentos financieros derivados	1.624	1.124
Arrendamientos	2.416	2.619
Pasivos financieros corrientes	12.622	14.955
Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	11.931	13.805
Instrumentos de capital con características de pasivo financiero	139	103
Instrumentos financieros derivados	374	867
Arrendamientos	178	180
Pasivos vinculados con activos mantenidos para su enajenación	942	197
Total pasivo y patrimonio neto	**160.762**	**158.293**

9. Activo intangible

El movimiento producido durante los ejercicios 2025 y 2024 en las diferentes cuentas del activo intangible y en sus correspondientes amortizaciones acumuladas y provisiones por deterioro, expresado en millones de euros, ha sido el siguiente:

	Saldo a 01.01.2025	Diferencias de conversión	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	Adiciones y dotaciones/ (reversiones)	Gastos de personal activados (Nota 40)	Traspasos	Salidas/ Bajas	Clasificación como activo mantenido para la venta (Nota 18)	Saneamiento (Nota 14)	Saldo a 31.12.2025
Coste:										
Fondo de comercio	8.618	(537)	330	0	0	0	(10)	(10)	(2)	8.389
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	7.922	(698)	2.520	0	0	0	(1)	(204)	0	9.539
Activo intangible bajo CINIIF 12 (Notas 3.b y 13)	4.628	(108)	0	0	0	1.204	(65)	0	0	5.659
Aplicaciones informáticas	3.489	(182)	48	437	35	2	(62)	(16)	0	3.751
Costes de captación de clientes en comercialización de energía	1.197	(11)	3	272	0	0	(459)	(7)	0	995
Otro activo intangible	3.063	(276)	0	10	1	(10)	(7)	(11)	0	2.770
Total coste	**28.917**	**(1.812)**	**2.901**	**719**	**36**	**1.196**	**(604)**	**(248)**	**(2)**	**31.103**

	Saldo a 01.01.2024	Diferencias de conversión	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	Adiciones y dotaciones/ (reversiones)	Gastos de personal activados (Nota 40)	Traspasos	Salidas/ Bajas	Saneamiento (Nota 14)	Saldo a 31.12.2024
Coste:									
Fondo de comercio	8.375	285	0	1	0	0	(15)	(28)	8.618
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	7.819	106	0	0	0	0	(3)	0	7.922
Activo intangible bajo CINIIF 12 (Notas 3.b y 13)	5.461	(961)	0	0	0	202	(74)	0	4.628
Aplicaciones informáticas	3.384	98	0	405	30	0	(428)	0	3.489
Costes de captación de clientes en comercialización de energía	970	8	0	298	0	0	(79)	0	1.197
Otro activo intangible	3.094	149	0	14	1	(3)	(192)	0	3.063
Total coste	**29.103**	**(315)**	**0**	**718**	**31**	**199**	**(791)**	**(28)**	**28.917**

	Saldo a 01.01.2025	Diferencias de conversión	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	Adiciones y dotaciones/ (reversiones)	Gastos de personal activados (Nota 40)	Traspasos	Salidas/ Bajas	Clasificación como activo mantenido para la venta (Nota 18)	Saneamiento (Nota 14)	Saldo a 31.12.2025
Amortización acumulada y provisiones:										
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	1.192	(37)	0	94	0	(1)	(1)	(19)	0	1.228
Activo intangible bajo CINIIF 12 (Notas 3.b y 13)	3.099	(55)	0	393	0	0	(56)	0	0	3.381
Aplicaciones informáticas	2.418	(128)	(1)	329	0	0	(47)	(12)	0	2.559
Costes de captación de clientes en comercialización de energía	764	(5)	0	232	0	0	(457)	(4)	0	530
Otro activo intangible	1.181	(117)	0	104	0	0	(3)	(8)	0	1.157
Total amortización acumulada	**8.654**	**(342)**	**(1)**	**1.152**	**0**	**(1)**	**(564)**	**(43)**	**0**	**8.855**
Provisión por deterioro (Notas 8 y 42)	**8**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**8**
Total amortización acumulada y provisiones	**8.662**	**(342)**	**(1)**	**1.152**	**0**	**(1)**	**(564)**	**(43)**	**0**	**8.863**
Total coste neto	**20.255**	**(1.470)**	**2.902**	**(433)**	**36**	**1.197**	**(40)**	**(205)**	**(2)**	**22.240**

	Saldo a 01.01.2024	Diferencias de conversión	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	Adiciones y dotaciones/ (reversiones)	Gastos de personal activados (Nota 40)	Traspasos	Salidas/Bajas	Saneamiento (Nota 14)	Saldo a 31.12.2024
Amortización acumulada y provisiones:									
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	1.191	(99)	0	101	0	0	(1)	0	1.192
Activo intangible bajo CINIIF 12 (Notas 3.b y 13)	3.388	(621)	0	390	0	0	(58)	0	3.099
Aplicaciones informáticas	2.501	72	0	266	0	0	(421)	0	2.418
Costes de captación de clientes en comercialización de energía	551	4	0	284	0	0	(75)	0	764
Otro activo intangible	1.054	55	0	111	0	0	(39)	0	1.181
Total amortización acumulada	**8.685**	**(589)**	**0**	**1.152**	**0**	**0**	**(594)**	**0**	**8.654**
Provisión por deterioro (Notas 8 y 42)	**163**	**3**	**0**	**0**	**0**	**0**	**(158)**	**0**	**8**
Total amortización acumulada y provisiones	**8.848**	**(586)**	**0**	**1.152**	**0**	**0**	**(752)**	**0**	**8.662**
Total coste neto	**20.255**	**271**	**0**	**(434)**	**31**	**199**	**(39)**	**(28)**	**20.255**

Los importes incurridos en actividades de investigación y desarrollo (gasto e inversión) durante los ejercicios 2025 y 2024 ascienden a 425 y 403 millones de euros, respectivamente.

El importe de los activos intangibles en explotación totalmente amortizados a 31 de diciembre de 2025 y 2024 asciende a 1.668 y 2.040 millones de euros, respectivamente.

El Grupo IBERDROLA mantiene a 31 de diciembre de 2025 y 2024 compromisos de adquisición de activos intangibles por importe de 20 y 17 millones de euros, respectivamente.

Por otro lado, a 31 de diciembre de 2025 y 2024 no existen restricciones significativas a la titularidad de los activos intangibles, salvo en los negocios regulados que pueden requerir de autorizaciones del regulador correspondiente para determinadas transacciones.

La asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2025 y 2024 a los diferentes grupos de unidades generadoras de efectivo, expresada en millones de euros, es la siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024
Reino Unido	6.056	6.054
Estados Unidos	1.770	1.996
Brasil	397	412
Francia	61	62
Australia	38	40
Otros	67	54
Total	**8.389**	**8.618**

La anterior agregación por países (Reino Unido, Estados Unidos, Brasil, Francia, Australia y otros) se corresponde con grupos de unidades generadoras de efectivo que incluyen, allá donde corresponda, la comercialización de electricidad y gas, las actividades reguladas y las energías renovables (Nota 14).

La asignación a las diferentes unidades generadoras de efectivo de los activos intangibles de vida indefinida y en curso a 31 de diciembre de 2025 y 2024, expresada en millones de euros, es la siguiente:

	2025			2024		
	Activos intangibles de vida indefinida	Activos intangibles en curso	Total	Activos intangibles de vida indefinida	Activos intangibles en curso	Total
Distribución energía eléctrica Escocia (SPD)	763	0	763	801	0	801
Distribución energía eléctrica Gales e Inglaterra (SPM)	734	0	734	771	0	771
Transporte de energía eléctrica en Reino Unido (SPT)	290	0	290	304	0	304
North West Electricity Networks (ENW)	2.405	0	2.405	0	0	0
Distribución de electricidad y gas Nueva York (NYSEG)	1.008	0	1.008	1.139	0	1.139
Distribución de electricidad y gas Nueva York (RGE)	908	0	908	1.023	0	1.023
Transporte y distribución de electricidad en Maine (CMP)	250	0	250	282	0	282
Transporte y distribución de electricidad Connecticut (UI)	1.049	0	1.049	1.183	0	1.183
Distribución de gas Connecticut (CNG)	265	0	265	298	0	298
Distribución de gas Connecticut (SCG)	519	0	519	586	0	586
Distribución de gas Masachusetts (BGC)	35	0	35	40	0	40
Otros	38	0	38	13	0	13
Total	**8.264**	**0**	**8.264**	**6.440**	**0**	**6.440**

Los activos de vida útil indefinida corresponden, en su mayor parte, al coste de adquisición en combinaciones de negocios de licencias para operar en los distintos negocios que constituyen la actividad principal de las actividades realizadas por el Grupo IBERDROLA.

10. Inversiones inmobiliarias

El movimiento producido en los ejercicios 2025 y 2024 en las inversiones inmobiliarias pertenecientes al Grupo IBERDROLA, expresado en millones de euros, se describe a continuación:

	Saldo a 01.01.2025	Adiciones y (dotaciones) / reversiones	Traspasos	Salidas/Bajas	Saldo a 31.12.2025
Inversiones inmobiliarias	514	9	23	(1)	545
Provisión por deterioro	(15)	0	(1)	0	(16)
Amortización acumulada	(79)	(9)	(1)	0	(89)
Total coste neto	**420**	**0**	**21**	**(1)**	**440**

	Saldo a 01.01.2024	Adiciones y (dotaciones)/ reversiones	Traspasos	Salidas/Bajas	Saldo a 31.12.2024
Inversiones inmobiliarias	521	8	19	(34)	514
Provisión por deterioro	(15)	0	0	0	(15)
Amortización acumulada	(75)	(9)	(1)	6	(79)
Total coste neto	**431**	**(1)**	**18**	**(28)**	**420**

Las inversiones inmobiliarias propiedad del Grupo IBERDROLA son principalmente inmuebles destinados a su explotación en régimen de alquiler. Los ingresos devengados durante los ejercicios 2025 y 2024 por dicha explotación han ascendido a 29 y 27 millones de euros, respectivamente, y figuran registrados en el epígrafe “Importe neto de la cifra de negocios” del Estado consolidado del resultado. Los gastos operativos directamente asociados a las inversiones inmobiliarias durante los ejercicios 2025 y 2024 no son significativos.

El valor razonable de las inversiones inmobiliarias en explotación a 31 de diciembre de 2025 y 2024 asciende a 499 y 469 millones de euros, respectivamente. Dicho valor razonable (clasificado dentro del Nivel 3) se determina mediante tasaciones de expertos independientes realizadas anualmente de acuerdo con los Estándares de Valoración publicados por la *Royal Institution of Chartered Surveyors* (RICS) de Gran Bretaña, en su edición de enero de 2014 y su última actualización del año 2024. Las valoraciones a 31 de diciembre de 2025 y 2024 han sido efectuadas por *Knight Frank* España.

Los activos han sido valorados de forma individual y no como parte de una cartera de propiedades.

Las metodologías aplicadas para el cálculo del valor razonable han sido el descuento de flujos de efectivo y la capitalización de rentas, contrastado, en la medida de lo posible, con transacciones comparables para reflejar la realidad del mercado y los precios a los que actualmente se están cerrando las operaciones de activos de similares características a los de referencia.

El descuento de flujos de efectivo se basa en una predicción de los probables ingresos netos que generará la inversión inmobiliaria durante un periodo de tiempo y considera un valor residual de la misma al final del periodo. Los flujos se descuentan a una tasa interna de retorno que refleja el riesgo urbanístico, de construcción y comercial del activo.

Las variables e hipótesis clave del método de descuento de flujos de efectivo son:

- Ingresos netos que generará la propiedad durante un periodo determinado de tiempo, teniendo en cuenta la situación contractual inicial, evolución de inquilinos y renta esperada, costes de comercialización, gastos de desinversión (porcentaje variable en función del precio de venta), etc.

- Tasa de descuento o tasa interna de retorno objetivo ajustada para reflejar el riesgo que entraña la inversión en función de la localización, ocupación, calidad del inquilino, antigüedad del inmueble, etc.

- Rentabilidad de la salida, que consiste en la estimación del valor de salida (venta) de la propiedad, aplicando una rentabilidad estimada a dicha fecha para el cierre de la transacción y considerando los criterios de obsolescencia, liquidez e incertidumbre de mercado.

Para inmuebles en renta que no recojan un número de variables tan amplio y se trate de inmuebles arrendados por un periodo de tiempo largo, aproximadamente 10 años en adelante, y a un solo inquilino, se suele aplicar el Método de Capitalización de Rentas. Este método consiste en la capitalización, a perpetuidad, de la renta contractual actual a través de una tasa de capitalización, que inherentemente contempla los riesgos e incertidumbres que se pueden dar en el mercado.

Para el cierre de 2025, se ha realizado inicialmente una comparación entre la explotación prevista para el 2º año según la valoración de 2024, y la explotación real del ejercicio 2025. En 19 casos, la comparación entre las explotaciones no arrojaba diferencias, por lo que se ha asumido el valor de 2024 (actualizado con adiciones de inversión menos amortizaciones) como valor de mercado de 2025. En el resto de los casos se ha encargado una valoración actualizada al experto independiente para realizar el correspondiente test de deterioro.

La compañía ha encargado al experto independiente la realización del análisis de sensibilidad sobre inversiones inmobiliarias para proyectos con valor de mercado superior a 1 millón de euros, considerando como variable clave la “tasa de descuento o TIR” exigido a cada uno de los proyectos, manteniendo el resto de las variables inalteradas. En los 19 activos sin valoración actualizada a 2025 por el experto independiente al haberse dado cumplimiento a las hipótesis previstas en la valoración de 2024 para el año 2º, el análisis de sensibilidad se ha basado en la variación proporcional del análisis de sensibilidad de diciembre de 2024.

En las siguientes tablas se muestran los resúmenes de los impactos en el valor realizable de dichos análisis de sensibilidad ante incrementos y reducciones del 1% y del 2% en la tasa de descuento o TIR, expresados en millones de euros, para los ejercicios 2025 y 2024:

Ejercicio 2025					
	Escenario base	Tasa de Descuento o TIR			
		+1%	-1 %	+2%	-2 %
Variación en el valor de mercado de inversiones inmobiliarias	396	(29)	34	(56)	69
Impacto en el deterioro acumulado (antes de impuestos)		(14)	10	(31)	13

Ejercicio 2024					
	Escenario base	Tasa de Descuento o TIR			
		+1%	-1 %	+2%	-2 %
Variación en el valor de mercado de inversiones inmobiliarias	370	(28)	32	(53)	65
Impacto en el deterioro acumulado (antes de impuestos)		(15)	9	(30)	11

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el importe de inversiones inmobiliarias que estaban totalmente amortizadas ascendía a 3 y 3 millones de euros, respectivamente. En ninguno de los ejercicios existen restricciones para su realización. Asimismo, no existen obligaciones contractuales para la adquisición, construcción o desarrollo de inversiones inmobiliarias ni para su reparación y mantenimiento.

11. Propiedad, planta y equipo

El movimiento producido durante los ejercicios 2025 y 2024 en las diferentes cuentas del inmovilizado material y en sus correspondientes amortizaciones acumuladas y provisiones, expresado en millones de euros, ha sido el siguiente:

Coste	Saldo a 01.01.2025	Diferencias de conversión	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	Adiciones	Traspasos	Salidas/ Bajas	Clasificación como activo mantenido para la venta (Nota 18)	Saneamiento	Saldo a 31.12.2025
Terrenos y construcciones	3.069	(186)	307	36	105	(20)	(121)	0	3.190
Instalaciones técnicas de energía eléctrica:									
Centrales hidroeléctricas	8.584	(29)	4	(8)	78	(68)	(246)	0	8.315
Centrales térmicas	469	1	0	3	0	(29)	2	0	446
Centrales de ciclo combinado	5.174	(142)	0	11	70	(12)	(1.177)	0	3.924
Centrales nucleares	8.080	0	0	(9)	180	(81)	0	0	8.170
Centrales eólicas y otras renovables	37.679	(2.154)	0	369	1.732	(174)	(1.275)	(31)	36.146
Centrales fotovoltaicas	4.489	(213)	4	74	1.814	(23)	(474)	0	5.671
Instalaciones de:									
Almacenaje de gas	180	(16)	0	0	1	0	0	0	165
Transporte eléctrico	12.486	(1.109)	0	(1)	1.235	(12)	0	0	12.599
Distribución eléctrica	42.917	(2.051)	2.834	272	2.363	(186)	(149)	0	46.000
Distribución de gas	4.549	(518)	0	0	216	(134)	0	0	4.113
Contadores y aparatos de medida	2.842	(171)	(688)	160	120	(129)	(53)	0	2.081
Despachos de maniobra y otras instalaciones	3.332	(103)	57	26	254	(23)	(8)	0	3.535
Total instalaciones técnicas en explotación	**130.781**	**(6.505)**	**2.211**	**897**	**8.063**	**(871)**	**(3.380)**	**(31)**	**131.165**
Otros elementos en explotación	**3.227**	**(224)**	**49**	**269**	**26**	**(83)**	**(45)**	**0**	**3.219**
Instalaciones técnicas en curso	**14.008**	**(891)**	**236**	**9.335**	**(7.979)**	**(1.840)**	**(80)**	**(161)**	**12.628**
Anticipos y otro inmovilizado material en curso (*)	**1.163**	**(100)**	**65**	**260**	**(198)**	**(30)**	**(39)**	**0**	**1.121**
Total coste	**152.248**	**(7.906)**	**2.868**	**10.797**	**17**	**(2.844)**	**(3.665)**	**(192)**	**151.323**

(*) El importe de anticipos a cuenta concedidos a 31 de diciembre de 2025 asciende a 120 millones de euros.

Coste	Saldo a 01.01.2024	Diferencias de conversión	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	Adiciones	Traspasos	Salidas/ Bajas	Clasificación como activo mantenido para la venta (Nota 18)	Saneamiento	Saldo a 31.12.2024
Terrenos y construcciones	3.041	33	0	87	(82)	(10)	0	0	3.069
Instalaciones técnicas de energía eléctrica:									
Centrales hidroeléctricas	8.422	(100)	0	37	253	(28)	0	0	8.584
Centrales térmicas	1.033	0	0	6	0	(570)	0	0	469
Centrales de ciclo combinado	5.093	40	0	(1)	55	(13)	0	0	5.174
Centrales nucleares	8.019	0	0	(16)	130	(53)	0	0	8.080
Centrales eólicas y otras renovables	34.185	884	0	192	2.569	(151)	0	0	37.679
Centrales fotovoltaicas	2.803	79	0	97	1.520	(10)	0	0	4.489
Instalaciones de:									
Almacenaje de gas	170	9	0	0	2	(1)	0	0	180
Transporte eléctrico	11.096	620	0	(1)	778	(7)	0	0	12.486
Distribución eléctrica	39.514	1.142	0	269	2.151	(159)	0	0	42.917
Distribución de gas	4.072	254	0	0	251	(28)	0	0	4.549
Contadores y aparatos de medida	2.569	102	0	203	52	(84)	0	0	2.842
Despachos de maniobra y otras instalaciones	3.030	55	0	55	223	(31)	0	0	3.332
Total instalaciones técnicas en explotación	**120.006**	**3.085**	**0**	**841**	**7.984**	**(1.135)**	**0**	**0**	**130.781**
Otros elementos en explotación	**2.871**	**105**	**0**	**261**	**36**	**(46)**	**0**	**0**	**3.227**
Instalaciones técnicas en curso	**13.347**	**425**	**0**	**8.280**	**(7.895)**	**(94)**	**0**	**(55)**	**14.008**
Anticipos y otro inmovilizado material en curso (*)	**1.061**	**39**	**0**	**439**	**(351)**	**(21)**	**0**	**(4)**	**1.163**
Total coste	**140.326**	**3.687**	**0**	**9.908**	**(308)**	**(1.306)**	**0**	**(59)**	**152.248**

(*) El importe de anticipos a cuenta concedidos a 31 de diciembre de 2024 ascendía a 99 millones de euros.

Amortización acumulada y provisiones	Saldo a 01.01.2025	Diferencias de conversión	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	Adiciones	Dotaciones/ (reversiones)	Traspasos	Salidas/ Bajas	Clasificación como activo mantenido para la venta (Nota 18)	Saneamiento	Saldo a 31.12.2025
Construcciones	777	(47)	0	0	48	(12)	(5)	(16)	0	745
Instalaciones técnicas en explotación:										
Centrales hidroeléctricas	4.412	(9)	3	0	124	(11)	(47)	(51)	0	4.421
Centrales térmicas	466	0	0	0	2	0	(26)	0	0	442
Centrales de ciclo combinado	2.415	(52)	0	0	152	(8)	(11)	(349)	0	2.147
Centrales nucleares	6.880	0	0	0	249	0	(80)	0	0	7.049
Centrales eólicas y otras renovables	15.237	(912)	0	0	1.256	3	(134)	(533)	(10)	14.907
Centrales fotovoltaicas	347	(18)	1	0	170	0	(1)	(99)	0	400
Instalaciones de:										
Almacenaje de gas	68	(6)	0	0	3	0	0	0	0	65
Transporte eléctrico	3.252	(279)	0	0	228	1	(11)	0	0	3.191
Distribución eléctrica	15.923	(578)	26	0	1.088	(1)	(134)	(39)	0	16.285
Distribución de gas	1.337	(152)	0	0	68	0	(54)	0	0	1.199
Contadores y aparatos de medida	1.396	(68)	(241)	0	112	0	(109)	(25)	0	1.065
Despachos de maniobra y otras instalaciones	1.735	(68)	0	0	172	0	(11)	21	0	1.849
Total instalaciones técnicas en explotación	**53.468**	**(2.142)**	**(211)**	**0**	**3.624**	**(16)**	**(618)**	**(1.075)**	**(10)**	**53.020**
Otros elementos en explotación	**1.819**	**(98)**	**1**	**0**	**217**	**(1)**	**(67)**	**(27)**	**0**	**1.844**
Total amortización acumulada	**56.064**	**(2.287)**	**(210)**	**0**	**3.889**	**(29)**	**(690)**	**(1.118)**	**(10)**	**55.609**
Provisión por deterioro (Nota 42)	1.723	(172)	(7)	0	340	0	7	(19)	0	1.872
Total amortización acumulada y provisiones	**57.787**	**(2.459)**	**(217)**	**0**	**4.229**	**(29)**	**(683)**	**(1.137)**	**(10)**	**57.481**
Total coste neto	**94.461**	**(5.447)**	**3.085**	**10.797**	**(4.229)**	**46**	**(2.161)**	**(2.528)**	**(182)**	**93.842**

Amortización acumulada y provisiones	Saldo a 01.01.2024	Diferencias de conversión	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	Adiciones	Dotaciones/ (reversiones)	Traspasos	Salidas/ Bajas	Clasificación como activo mantenido para la venta (Nota 18)	Saneamiento	Saldo a 31.12.2024
Construcciones	728	9	0	0	51	(8)	(3)	0	0	777
Instalaciones técnicas en explotación:										
Centrales hidroeléctricas	4.355	(29)	0	0	135	(34)	(15)	0	0	4.412
Centrales térmicas	1.028	0	0	0	7	0	(569)	0	0	466
Centrales de ciclo combinado	2.258	7	0	0	164	0	(14)	0	0	2.415
Centrales nucleares	6.694	0	0	0	239	0	(53)	0	0	6.880
Centrales eólicas y otras renovables	13.648	401	0	0	1.256	4	(72)	0	0	15.237
Centrales fotovoltaicas	234	8	0	0	106	0	(1)	0	0	347
Instalaciones de:										
Almacenaje de gas	61	3	0	0	4	0	0	0	0	68
Transporte eléctrico	2.878	160	0	0	216	3	(5)	0	0	3.252
Distribución eléctrica	14.731	354	0	0	940	(3)	(99)	0	0	15.923
Distribución de gas	1.207	75	0	0	68	0	(13)	0	0	1.337
Contadores y aparatos de medida	1.283	43	0	0	136	0	(66)	0	0	1.396
Despachos de maniobra y otras instalaciones	1.545	37	0	0	155	0	(2)	0	0	1.735
Total instalaciones técnicas en explotación	**49.922**	**1.059**	**0**	**0**	**3.426**	**(30)**	**(909)**	**0**	**0**	**53.468**
Otros elementos en explotación	**1.626**	**46**	**0**	**0**	**192**	**0**	**(45)**	**0**	**0**	**1.819**
Total amortización acumulada	**52.276**	**1.114**	**0**	**0**	**3.669**	**(38)**	**(957)**	**0**	**0**	**56.064**
Provisión por deterioro (Nota 42)	229	53	0	0	1.444	0	(3)	0	0	1.723
Total amortización acumulada y provisiones	**52.505**	**1.167**	**0**	**0**	**5.113**	**(38)**	**(960)**	**0**	**0**	**57.787**
Total coste neto	**87.821**	**2.520**	**0**	**9.908**	**(5.113)**	**(270)**	**(346)**	**0**	**(59)**	**94.461**

El detalle por área geográfica y negocio de las principales inversiones en propiedad, planta y equipo realizadas en los ejercicios 2025 y 2024 netas de las adiciones del ejercicio en los epígrafes “Otras provisiones” (Nota 28), “Subvenciones de capital” (Nota 25) e “'Instalaciones cedidas o financiadas por terceros” (Nota 26), expresado en millones de euros, es el siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024
España	1.471	1.532
Reino Unido	3.385	2.445
Estados Unidos	3.623	3.520
México (Nota 18)	112	109
Brasil	42	24
IEI	1.264	1.193
Corporación y ajustes	68	70
Total	**9.965**	**8.893**

	31.12.2025	31.12.2024
Redes	5.259	4.518
Renovables y Generación Sostenible	4.381	4.001
Clientes	257	304
Otros negocios, Corporación y ajustes	68	70
Total	**9.965**	**8.893**

El importe de las instalaciones materiales en explotación totalmente amortizadas a 31 de diciembre de 2025 y 2024 asciende a 2.496 y 2.639 millones de euros, respectivamente.

El Grupo IBERDROLA mantiene a 31 de diciembre de 2025 y 2024 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por importe de 7.041 y 10.538 millones de euros, respectivamente.

Información complementaria sobre otros activos judicializados

- ### Fotovoltaica Núñez de Balboa

La Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Superior de Justicia de Extremadura dictó sentencia por la que estimó en parte el recurso presentado por uno de los tres propietarios de los terrenos en los que se ubica la fotovoltaica de Usagre Núñez de Balboa (Badajoz), contra el acuerdo de expropiación del Jurado Provincial de Expropiación Forzosa de Badajoz. La sentencia indica que la solicitud de expropiación carecía de causa o justificación y reconoce el derecho al reintegro de las fincas. Proyecto Núñez de Balboa, S.L.U. (PNDB), sociedad de IBERDROLA, presentó solicitud de recurso de casación en 2022 que fue admitida a trámite por el Tribunal Supremo el 14 de diciembre de 2023. El 16 de febrero de 2024 se presentó escrito de interposición del recurso de casación.

Con fecha de 12 de junio de 2025 ha sido dictada Sentencia por el Tribunal Supremo que estima el recurso de casación interpuesto por PNDB y casa la Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Extremadura, y reconoce el derecho de PNDB a la posesión de las fincas objeto de expropiación, que se deberá regular por el contrato de arrendamiento suscrito en su día con la propiedad y deja sin efecto la devolución de la posesión de los terrenos a favor de Natura Manager y, con ello, el eventual desmantelamiento de la planta fotovoltaica. Con esta sentencia del Tribunal Supremo, que es definitiva, se produce el reconocimiento judicial de la instalación y del título de posesión y permisos de ésta.

12. Activo por derecho de uso

El movimiento producido durante el ejercicio 2025 y 2024 en el activo por derecho de uso surgido de contratos en los que el Grupo IBERDROLA actúa como arrendatario, expresado en millones de euros, ha sido el siguiente:

	Saldo a 01.01.2025	Diferencias de conversión	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	Adiciones y (dotaciones) / reversiones	Reevaluación/ modificación del pasivo por arrendamiento (Nota 32)	Traspasos	Bajas	Clasificación como mantenido para su enajenación (Nota 18)	Saldo a 31.12.2025
Coste:									
Terrenos	2.573	(131)	16	69	44	1	(44)	(66)	2.462
Edificios	559	(31)	0	15	22	0	(12)	(20)	533
Equipamientos	242	(11)	0	10	8	1	(5)	(1)	244
Flotas	138	(5)	4	23	7	0	(15)	(5)	147
Otros	100	(11)	0	0	0	0	0	1	90
Total coste	**3.612**	**(189)**	**20**	**117**	**81**	**2**	**(76)**	**(91)**	**3.476**
Amortización acumulada y provisiones:									
Terrenos	(477)	25	0	(103)	0	(1)	4	16	(536)
Edificios	(233)	12	2	(51)	0	0	11	13	(246)
Equipamientos	(85)	4	0	(18)	0	0	4	1	(94)
Flotas	(102)	3	0	(22)	0	0	15	3	(103)
Otros	(45)	5	0	(2)	0	0	0	0	(42)
Total amortización acumulada	**(942)**	**49**	**2**	**(196)**	**0**	**(1)**	**34**	**33**	**(1.021)**
Provisión por deterioro	(40)	4	0	0	0	0	(1)	2	(35)
Total amortización acumulada y provisiones	**(982)**	**53**	**2**	**(196)**	**0**	**(1)**	**33**	**35**	**(1.056)**
Total coste neto	**2.630**	**(136)**	**22**	**(79)**	**81**	**1**	**(43)**	**(56)**	**2.420**

	Saldo a 01.01.2024	Diferencias de conversión	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	Adiciones y (dotaciones) / reversiones	Reevaluación/ modificación del pasivo por arrendamiento (Nota 32)	Traspasos	Bajas	Clasificación como mantenido para su enajenación (Nota 18)	Saldo a 31.12.2024
Coste:									
Terrenos	2.278	66	0	131	108	19	(29)	0	2.573
Edificios	531	10	0	46	9	0	(37)	0	559
Equipamientos	241	(3)	0	28	2	(22)	(4)	0	242
Flotas	138	4	0	12	5	1	(22)	0	138
Otros	110	6	0	0	0	0	(16)	0	100
Total coste	**3.298**	**83**	**0**	**217**	**124**	**(2)**	**(108)**	**0**	**3.612**
Amortización acumulada y provisiones:									
Terrenos	(367)	(10)	0	(103)	0	(3)	6	0	(477)
Edificios	(221)	(2)	0	(47)	0	0	37	0	(233)
Equipamientos	(68)	1	0	(20)	0	0	2	0	(85)
Flotas	(98)	(3)	0	(23)	0	0	22	0	(102)
Otros	(54)	(3)	0	(4)	0	0	16	0	(45)
Total amortización acumulada	**(808)**	**(17)**	**0**	**(197)**	**0**	**(3)**	**83**	**0**	**(942)**
Provisión por deterioro	(2)	(1)	0	(37)	0	0	0	0	(40)
Total amortización acumulada y provisiones	**(810)**	**(18)**	**0**	**(234)**	**0**	**(3)**	**83**	**0**	**(982)**
Total coste neto	**2.488**	**65**	**0**	**(17)**	**124**	**(5)**	**(25)**	**0**	**2.630**

El Grupo IBERDROLA es titular de contratos de arrendamiento que permiten la cesión de uso de los terrenos para la instalación de parques eólicos, de energía solar y otras instalaciones renovables, así como infraestructuras para la distribución y el transporte de la electricidad. Estos contratos son de larga duración y/o incluyen opciones de extensión que permiten acomodar el plazo del arrendamiento a la vida útil de los elementos de propiedad, planta y equipo que se instalan sobre los mismos. El pago de las rentas incluye una combinación de importes fijos e importes variables calculados sobre parámetros tales como la generación de electricidad o ventas de las instalaciones.

Asimismo, el Grupo mantiene arrendamientos a largo plazo con opciones de extensión sobre determinados edificios de oficinas.

Muchos de los contratos de arrendamiento de terrenos y de edificios se encuentran indexados al índice de precios al consumo o índices equivalentes.

13. Acuerdos de concesión

Se muestra a continuación la descripción de los acuerdos de concesión relativos a la actividad eléctrica en Brasil (Nota 3.b):

Distribución

Sociedad	Ubicación	Fecha de concesión	Fecha de vencimiento	Nº municipios	Ciclo tarifario	Última revisión
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia, S.A.	Estado da Bahia	08/08/1997	08/08/2027	415	5 años	2023
Companhia Energética do Rio Grande do Norte, S.A.	Estado do Rio Grande do Norte	31/12/1997	31/12/2027	167	5 años	2023
Elektro Redes, S.A.	Estado do Sao Paulo	27/08/1998	27/08/2028	223	4 años	2023
Elektro Redes, S.A.	Estado do Mato Grosso do Sul	27/08/1998	27/08/2028	5	4 años	2023
Neoenergia Distribuição Brasilia S.A.	Distrito Federal	26/08/1999	07/07/2045	1	5 años	2021
Companhia Energética de Pernambuco, S.A. (1)	Estado de Pernambuco	30/03/2000	30/03/2030	184	4 años	2025
Companhia Energética de Pernambuco, S.A. (1)	Distrito de Fernando de Noronha	30/03/2000	30/03/2030	1	4 años	2025
Companhia Energética de Pernambuco, S.A. (1)	Estado da Paraíba	30/03/2000	30/03/2030	1	4 años	2025

(1) El gobierno brasileño ha creado un programa de renovación anticipada para los contratos de concesión de distribución de energía con vencimiento entre los años 2025 y 2031. No se consideran en este programa los contratos de distribuidoras que ya tuvieron su concesión renovada. Dentro de este contexto, en septiembre de 2025 se ha firmado la anticipación de la renovación de la concesión de la distribuidora Neoenergia Pernambuco, asegurando el derecho a la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica por 30 años más, con vigencia entre el 30 de marzo de 2030 y el 30 de marzo de 2060. El derecho incondicional a recibir efectivo al final de la concesión ha sido reclasificado de "Otras inversiones financieras no corrientes" (Nota 15.b) a "Activo intangible" (Nota 9) ya que será recuperado en el nuevo periodo concesional. Las demás empresas están esperando la finalización de los trámites oficiales para también firmar el aditivo contractual de renovación esperado en el primer trimestre de 2026.

Transporte en operación

Sociedad	Ubicación	Fecha de concesión	Fecha de vencimiento	Ciclo tarifario	Última revisión
Afluente Transmissão de Energia Elétrica, S.A.	Estado da Bahia	08/08/1997	08/08/2027	5 años	2025
S.E. Narandiba, S.A. (SE Narandiba)	Estado da Bahia	28/01/2009	28/01/2039	5 años	2024
S.E. Narandiba, S.A. (SE Extremoz)	Estado do Rio Grande do Norte	10/05/2012	10/05/2042	5 años	2022
S.E. Narandiba, S.A. (SE Brumado)	Estado da Bahia	27/08/2012	27/08/2042	5 años	2023
Potiguar Sul Transmissão de Energia, S.A.	Estado da Paraíba e Rio Grande do Norte	01/08/2013	01/08/2043	5 años	2024
Neoenergia Sobral Transmissão de Energia S.A.	Estado do Ceará	31/07/2017	31/07/2047	5 años	2023
Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia S.A.	Estado de São Paulo	31/07/2017	31/07/2047	5 años	2023
Neoenergia Biguaçu Transmissão de Energia S.A.	Estado de Santa Catarina	31/07/2017	31/07/2047	5 años	2023
Neoenergia Dourados Transmissão de Energia S.A.	Estado do Mato Grosso do Sul e São Paulo	31/07/2017	31/07/2047	5 años	2023
Neoenergia Santa Luzia Transmissão de Energia S.A.	Estados da Paraíba e Ceará	08/03/2018	08/03/2048	5 años	2023
Neoenergia Jalapão Transmissão de Energia, S.A.	Estados de Tocantins,Bahia e Piauí	08/03/2018	08/03/2048	5 años	2023
Neoenergia Itabapoana	Estado do Rio de Janeiro	22/03/2019	22/03/2049	5 años	2024
Neoenergia Rio Formoso Transmissão de Energia S.A.	Estado da Bahia	20/03/2020	20/03/2050	5 años	2025
Neoenergia Estreito Transmissão de Energia S.A.	Estado de Minas Gerais	31/03/2022	31/03/2052	5 años	
Neoenergia Paraíso Transmissão de energia S.A.	Estado de Mato Grosso do Sul	30/09/2022	30/09/2052	5 años	
Neoenergia Alto Paranaíba Transmissão de Energia S.A.	Estado de Minas Gerais e São Paulo	30/09/2022	30/09/2052	5 años	

Transporte en construcción

Sociedad	Ubicación	Fecha de concesión	Fecha de vencimiento
Neoenergia Guanabara Transmissão de Energia, S.A.	Estado do Rio de Janeiro	22/03/2019	22/03/2049
Neoenergia Lagoa dos Patos Transmissão de Energia, S.A.	Rio Grande do Sul e Santa Catarina	22/03/2019	22/03/2049
Neoenergia Vale do Itajaí Transmissão de Energia, S.A.	Paraná e Santa Catarina	22/03/2019	22/03/2049
Morro do Chapéu A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A.	Estado da Bahia	31/03/2021	31/03/2051

La duración de las concesiones en transporte y distribución es de 30 años y podrá prorrogarse por un máximo de 30 años, a petición de la concesionaria y a discreción del concedente, que es la *Agência Nacional de Energia Eléctrica* (*ANEEL*). La concesionaria tiene prohibido transferir o conceder como garantía los bienes objeto de la concesión sin el consentimiento previo y por escrito del regulador. En el caso de las concesiones de distribución, al final de la concesión, la propiedad se revertirá automáticamente al concedente, procediéndose a la evaluación y determinación de la cuantía de la indemnización a la concesionaria.

Los ingresos correspondientes a los contratos de concesión anteriores incluyen la prestación de servicios de construcción (Nota 38) y de operación y mantenimiento posterior de las instalaciones construidas cuya titularidad corresponde a la administración pública concedente. La prestación de los mencionados servicios constituyen dos obligaciones de ejecución separada que incorporan márgenes distintos.

Los servicios de construcción tienen una duración de 3 a 5 años mientras que la prestación de los servicios de operación y mantenimiento de las instalaciones se inicia a partir de la fecha en la que tiene lugar la entrega de las mismas, fecha que determina, con carácter general, el inicio del cobro de las anualidades acordadas en los contratos de concesión. El cobro de las mencionadas anualidades se prolonga durante el periodo concesional (normalmente 30 años), circunstancia que determina la existencia de un componente financiero significativo.

14. Deterioro de activos no financieros

Metodología de elaboración de los test de deterioro

El Grupo IBERDROLA analiza al menos anualmente si sus activos presentan indicios de deterioro, en cuyo caso realiza el correspondiente test de deterioro.

Asimismo, el Grupo IBERDROLA realiza de forma sistemática el test de deterioro de aquellas unidades generadoras de efectivo (o grupos de unidades generadoras de efectivo) que incluyen fondo de comercio o activos intangibles en curso o de vida indefinida, mediante la aplicación de forma general del método del valor en uso. La recuperación del fondo de comercio se analiza a nivel de cada país (unidad o grupo de unidades generadoras de efectivo), de acuerdo con la estructura de gestión del Grupo.

Las proyecciones utilizadas en los test de deterioro coinciden con la mejor información prospectiva de la que dispone el Grupo IBERDROLA y recogen los planes de inversión existentes en cada país en ese momento. Dichos planes responden a la estrategia del Grupo IBERDROLA, que tiene en consideración los objetivos del Acuerdo de París (Nota 6), siendo elaborados sobre la base de una electrificación de la economía con fuentes de energía renovable, para avanzar hacia la descarbonización y la neutralidad climática, situando al Grupo IBERDROLA en la senda de ser neutros en carbono, con la aspiración de alcanzarlo con antelación al objetivo de la Unión Europea.

La recuperación del fondo de comercio se analiza a nivel de cada país (considerando todas las unidades generadoras de efectivo de cada país), de acuerdo con la estructura de gestión del Grupo, que básicamente se compone de:

- Reino Unido incluye la comercialización de electricidad y gas, las licencias de transporte y distribución de electricidad en Escocia, Gales e Inglaterra y la producción de energías renovables *onshore* y *offshore*.
- Estados Unidos incluye las licencias de transporte y distribución de electricidad y gas en Nueva York, Maine, Connecticut y Massachusetts y la producción de energías renovables *onshore* y *offshore*.
- Brasil incluye comercialización de electricidad, las licencias de transporte y distribución en Bahía, Río Grande do Norte, Pernambuco, Sao Paulo y Brasilia, y la producción de energías renovables.
- Otros países como Australia y Francia con producción de energías renovables *onshore* y *offshore*.

A continuación, se describen las principales hipótesis, periodos de proyección y tasas utilizadas en el cálculo del valor en uso, método de aplicación general en los diferentes test de deterioro:

a) Hipótesis utilizadas en las unidades de generación de efectivo del segmento Clientes:

- Número de clientes: se han utilizado expectativas de evolución del número de clientes en los mercados donde se opera y su posición relativa en cada uno de ellos.
- Margen unitario de comercialización de electricidad y gas: se han utilizado los contratos de venta y compra existentes, así como las expectativas de márgenes unitarios basados en el conocimiento de los mercados donde se opera y su posición relativa en cada uno de ellos.

- Inversión: se ha usado la mejor información disponible sobre el coste de las inversiones a realizar en los próximos años.

b) Hipótesis utilizadas en las unidades generadoras de efectivo del segmento Redes:

- Retribución regulada: se ha utilizado la retribución aprobada para los años en que está disponible, mientras que para los posteriores se han utilizado los mecanismos de actualización de dicha retribución establecidos en las diferentes legislaciones, que han sido aplicados de manera coherente con los costes estimados de las correspondientes unidades generadoras de efectivo.
- Inversión: se han considerado planes de inversión coherentes con los crecimientos de demanda y compromisos contemplados en los acuerdos de concesión, con los mínimos requeridos por los diferentes reguladores y con la estimación de la retribución futura utilizada.
- Costes de operación y mantenimiento: se ha considerado la mejor estimación disponible de la evolución de los mismos, teniendo en cuenta su coherencia con la retribución que se asume se recibirá en cada ejercicio.

c) Hipótesis utilizadas en las unidades de generación de efectivo del segmento Renovables y Generación Sostenible:

- Producción de las instalaciones: las horas de funcionamiento de cada instalación son coherentes con sus producciones históricas; a estos efectos, conviene tener en cuenta la predictibilidad en el largo plazo de la producción de sus instalaciones, que además se encuentra amparada en la práctica totalidad de los países por mecanismos regulatorios de forma que las instalaciones puedan producir siempre que las condiciones meteorológicas y de la red lo permitan.
- Precios de venta de la electricidad: se han utilizado, en su caso, los precios establecidos en los contratos de venta suscritos. Para la producción no vendida se han usado los precios de los futuros de los mercados donde opera el Grupo IBERDROLA. En cualquier caso, se han tomado en consideración los mecanismos de apoyo existentes.
- Inversión: se ha considerado la mejor información disponible sobre las instalaciones que se espera poner en funcionamiento en los próximos años, teniendo en cuenta el precio fijado en los contratos de adquisición de equipos suscritos con diferentes proveedores, así como la capacidad técnica y financiera del Grupo IBERDROLA para llevar a buen fin dichos proyectos.
- Costes de operación y mantenimiento: se han empleado los precios establecidos en los contratos de arrendamiento de terrenos y de mantenimiento suscritos para toda la vida útil de las instalaciones.

d) Periodo de proyección y tasa de crecimiento nominal:

El periodo de proyección de los flujos de efectivo futuros y la tasa de crecimiento nominal (g) empleada para extrapolar dichas proyecciones más allá del periodo contemplado para los diferentes grupos de unidades generadoras de efectivo se resumen en la siguiente tabla:

	2025		2024	
	Nº años	g	Nº años	g
Reino Unido				
Comercialización de electricidad y gas	10	2,0 %	10	2,0%
Transporte y distribución de electricidad	10	2,0 %	10	2,0 %
Energías renovables *onshore/offshore*	Vida útil	0	Vida útil	0
Estados Unidos				
Transporte y distribución de electricidad y gas	10	1,5 %	10	1,5 %
Energías renovables *onshore/offshore*	Vida útil	0	Vida útil	0
Brasil				
Generación y comercialización de electricidad	Vida útil / 10	- / 3,0%	Vida útil / 10	- / 3,0%
Transporte y distribución de electricidad	Vida concesión	0	Vida concesión	0
Energías renovables	Vida útil	0	Vida útil	0
Australia Energías renovables	Vida útil	0	Vida útil	0
Francia Energías renovables *onshore/offshore*	Vida útil	0	Vida útil	0

Si bien la NIC 36: “Deterioro del valor de los activos” recomienda la utilización de proyecciones que no excedan del periodo de cinco años a efectos del test de deterioro, IBERDROLA ha decidido utilizar los periodos incluidos en esta tabla por las siguientes razones:

- La utilización de la totalidad de la vida útil remanente de los activos de producción de energía es el método más apropiado, máxime teniendo en cuenta que en muchos casos se han suscrito contratos de venta de energía a muy largo plazo y se dispone además de curvas de precios estimadas a largo plazo que se utilizan en la operativa habitual del Grupo IBERDROLA (contratos, coberturas, etc.).
- La energía es un bien básico de primera necesidad, y por ello el negocio de comercialización de electricidad y gas está influenciado por políticas gubernamentales de largo plazo, y sustentado en relaciones estables con los clientes, utilizando en ciertos casos infraestructuras como los medidores inteligentes con períodos de recuperación amplios.
- Las concesiones de transporte y distribución eléctrica incluyen periodos regulatorios amplios y se conoce el mecanismo de cálculo de la nueva tarifa que el regulador correspondiente utilizará al comienzo del nuevo periodo regulatorio.
- El Grupo IBERDROLA considera que sus proyecciones son fiables y que la experiencia pasada demuestra su capacidad de predecir los flujos de caja en periodos como los considerados.

Por otra parte, la tasa de crecimiento nominal considerada en las actividades de transporte y distribución de electricidad y gas en el Reino Unido, Estados Unidos y Brasil es consistente con las expectativas de crecimiento del mercado y de inflación que el Grupo IBERDROLA dispone para dichos mercados.

e) Tasa de descuento:

La metodología de cálculo de la tasa de descuento utilizada por el Grupo IBERDROLA consiste en añadir al valor temporal del dinero o tasa libre de riesgo de cada mercado los riesgos específicos del activo o prima de riesgo del activo o negocio en cuestión.

La tasa libre de riesgo se corresponde con las emisiones del Tesoro a diez años en el mercado en cuestión, con profundidad y solvencia suficientes. En el caso de países con economías o monedas donde no existe la suficiente profundidad y solvencia, se estima un riesgo país y un riesgo divisa de forma que el conjunto de todos estos componentes se asimila al coste de financiación sin el *spread* de riesgo del activo.

La prima de riesgo del activo se corresponde con los riesgos específicos del activo, para cuyo cálculo se toman en consideración las betas estimadas en función de empresas comparables que realicen dicha actividad principal.

Las tasas de descuento antes de impuestos utilizadas en los test de deterioro para los diferentes grupos de unidades generadoras de efectivo son las siguientes:

	Tasas 2025	Tasas 2024
Reino Unido		
Comercialización de electricidad y gas	8,59 %	8,12 %
Transporte y distribución de electricidad	6,46 %	5,92 %
Energías renovables *onshore/offshore*	7,34% / 8,09%	6,74% / 7,57%
Estados Unidos		
Transporte y distribución de electricidad y gas	6,26 %	5,94 %
Energías renovables *onshore/offshore*	6,99% / 7,96%	6,67% / 7,60%
Brasil		
Generación y comercialización de electricidad	16,98 %	15,67 %
Transporte y distribución de electricidad	15,14 %	13,74 %
Energías renovables	16,05 %	14,48 %
Australia Energías renovables	7,41 %	6,86 %
Francia Energías renovables *onshore/offshore*	6,66% / 6,94%	6,13% / 6,71%

Deterioros y saneamientos contabilizados en los ejercicios 2025 y 2024

El detalle de los importes registrados como saneamientos y dotaciones/(reversiones) de provisiones de activos no financieros que afectan al Estado consolidado del resultado de los ejercicios 2025 y 2024 se muestra en la Nota 42.

A este respecto, cabe señalar como aspecto a resaltar del ejercicio 2025 la corrección valorativa en activos en desarrollo de energías renovables *offshore* de Estados Unidos, junto a otras de menor relevancia correspondientes en su mayor parte a Reino Unido y Francia.

Dada su especial relevancia, se detalla a continuación la información referente a la corrección valorativa realizada en activos en desarrollo de energías Renovables *offshore* de Estados Unidos por importe de 371 millones de euros antes de impuestos, que supone una corrección valorativa después de impuestos de 317 millones de euros, y que se debe principalmente a las incertidumbres existentes (retraso permisos, incremento aranceles) que pudieran afectar a la recuperabilidad de los costes ya incurridos.

Como consecuencia de lo explicado anteriormente, se han identificado indicios de deterioro en los proyectos *offshore* en construcción y en desarrollo de Estados Unidos. Así, el valor recuperable del parque en construcción Vineyard 1 es similar a su valor contable de 713 millones de euros (incluye la participación registrada por el método de participación y los préstamos de accionistas concedidos por el Grupo Iberdrola, Nota 15) y para los parques en desarrollo New England Wind asciende a 567 millones de euros, y se corresponde en ambos casos con su valor razonable menos los costes de venta. Dicho valor razonable menos los costes de venta supera el valor en uso al incorporar en la estimación de flujos ciertas hipótesis que no es posible incluir en el valor en uso, como es la monetización inmediata de incentivos fiscales, pese a que la tasa de descuento es algo superior. Estos importes se han obtenido mediante un descuento de flujos de caja después de impuestos hasta fin de vida útil tomando en consideración diferentes hipótesis que representan la mejor estimación de la Dirección sobre su desarrollo futuro (permisos, aranceles, costes de inversión, costes de operación y mantenimiento, producción, precios de venta), descontados a unas tasas del 6,84%-7,28% después de impuestos respectivamente, estimadas considerando el coste medio ponderado de capital (WACC) para dichos activos.

Por otro lado, cabe señalar que en 2024 la corrección valorativa de mayor relevancia fue la realizada en activos de energías renovables *onshore* de Estados Unidos por importe de 1.323 millones de euros antes de impuestos y minoritarios, que resultaron en un importe de 802 millones de euros después de impuestos y minoritarios. En el ejercicio 2025 se ha realizado la estimación actualizada del valor razonable asociada a dichos activos, no habiéndose efectuado como resultado de dicha valoración ningún ajuste adicional a la corrección valorativa registrada en el ejercicio anterior.

El valor recuperable de los activos de energías renovables *onshore* de Estados Unidos, similar al contable, asciende a 8.987 millones de euros, y se corresponde con su valor razonable menos los costes de venta. Este importe se ha obtenido siguiendo el mismo método que en el ejercicio anterior, mediante un descuento de flujos de caja después de impuestos para un participante en el mercado para los próximos 20 años y un valor terminal de 11 veces el flujo normalizado del último año, descontados a una tasa del 6,62% después de impuestos (6,43% en el ejercicio 2024), estimada considerando un coste medio ponderado de capital (WACC) para dicho negocio. Los flujos de caja se han estimado en las mismas bases del ejercicio anterior, teniendo en cuenta hipótesis (producción, precio de venta, inversión, costes de operación y mantenimiento, incentivos fiscales) que representan la mejor estimación de las tendencias del sector en el futuro y se han basado tanto en datos históricos como en fuentes internas y externas. El valor recuperable supera el valor en uso, al igual que en el ejercicio anterior, dado que el valor razonable incorpora en la estimación de flujos ciertas hipótesis que no es posible incluir en el valor en uso, como es la monetización inmediata de incentivos fiscales, pese a que la tasa de descuento es algo superior.

Análisis de sensibilidad

El Grupo IBERDROLA ha llevado a cabo varios análisis de sensibilidad de los resultados de los test de deterioro realizados de forma sistemática recogiendo cambios razonables en una serie de hipótesis básicas definidas para cada unidad generadora de efectivo (o grupos de unidades generadoras de efectivo) que tienen fondo de comercio asignado:

- Comercialización de electricidad y gas en Reino Unido y Brasil:
  - Descenso de un 10% en el margen unitario.
  - No aumento de la base de clientes de electricidad y gas.
  - Incremento de un 10% del coste de la inversión.
- Transporte y distribución de electricidad y gas en Reino Unido, Estados Unidos y Brasil:
  - Descenso de un 10% de la tasa de rentabilidad en la que se basa la retribución regulada.
  - Incremento de un 10% de los costes de operación y mantenimiento.
  - Descenso de un 10% de la inversión (lo que conllevaría el consiguiente descenso de la retribución).
- Energías renovables en Reino Unido, Estados Unidos, Brasil, Australia y Francia:
  - Descenso de un 5% en la energía producida.
  - Descenso de un 10% en el precio total obtenido por kWh, únicamente aplicable a la producción para la que no se han suscrito contratos de venta a largo plazo.
  - Incremento de un 10% de los costes de operación y mantenimiento.
  - Incremento de un 10% del coste de la inversión.

Asimismo, el Grupo IBERDROLA ha realizado un análisis de sensibilidad adicional, consistente en el incremento de la tasa de descuento aplicable a Reino Unido, Estados Unidos, Australia y Francia en 50 puntos básicos y a Brasil en 100 puntos básicos.

Los análisis de sensibilidad realizados sobre las hipótesis básicas individualmente consideradas no ponen de manifiesto la existencia de ningún deterioro significativo, salvo en los activos de energías renovables *onshore* y offshore de Estados Unidos, cuyo valor recuperable tras las correcciones valorativas registradas en los ejercicios 2024 y 2025, es similar a su valor contable y por tanto cualquier cambio supondría una corrección adicional.

15. Inversiones financieras

15.a) Participaciones contabilizadas por el método de participación

El movimiento en los ejercicios 2025 y 2024 del valor contable de las participaciones contabilizadas por el método de participación de las sociedades asociadas y negocios conjuntos del Grupo IBERDROLA (Anexo I), expresado en millones de euros, es el siguiente:

	Asociadas				Negocios conjuntos				
	ENW	NORTE ENERGIA	East Anglia 3 (Nota 7)	Otras asociadas	Subgrupo Flat Rock	Vineyard Wind 1	Neonergia Transmissora	Otros negocios conjuntos	Total
Saldo a 01.01.2024	**0**	**149**	**0**	**182**	**104**	**258**	**211**	**402**	**1.306**
Inversión/Alta	2.619	0	0	12	0	397	0	95	3.123
Resultado del ejercicio procedente de actividades continuadas	48	(29)	0	9	4	(9)	20	(6)	37
Corrección valorativa por deterioro	0	29	0	(26)	(10)	0	0	(67)	(74)
Otro resultado global	0	0	0	0	0	3	0	(2)	1
Dividendos	0	0	0	(13)	(12)	0	(14)	(35)	(74)
Diferencias de conversión	52	(25)	0	8	6	27	(32)	7	43
Enajenación / Baja	0	0	0	(7)	0	0	(37)	(8)	(52)
Otros	7	0	0	(4)	0	2	0	0	5
Saldo a 31.12.2024	**2.726**	**124**	**0**	**161**	**92**	**678**	**148**	**386**	**4.315**
Inversión/Alta	0	0	58	42	0	97	18	57	272
Modificación del método de consolidación (Nota 7)	(2.663)	0	0	43	0	0	0	0	(2.620)
Traspasos	0	0	0	4	0	0	0	(4)	0
Resultado del ejercicio procedente de actividades continuadas	23	(23)	2	13	11	11	35	8	80
Corrección valorativa por deterioro	0	24	0	(8)	0	0	0	0	16
Otro resultado global	(4)	0	0	0	0	0	0	4	0
Dividendos	0	0	0	(16)	(12)	0	(19)	(28)	(75)
Diferencias de conversión	(82)	(3)	(2)	(17)	(10)	(73)	0	(16)	(203)
Enajenación / Baja	0	0	0	(3)	0	0	0	(12)	(15)
Otros	0	(1)	0	2	0	(273)	(1)	0	(273)
Saldo a 31.12.2025	**0**	**121**	**58**	**221**	**81**	**440**	**181**	**395**	**1.497**

Electricity North West Limited (ENW)

En marzo de 2025, una vez que la autoridad de defensa de la competencia y los mercados del Reino Unido (*CMA*) ha completado la revisión de la operación, se ha procedido a la toma de control de ENW (Nota 7).

Parque eólico marino Vineyard Wind

El Grupo IBERDROLA, a través de la sociedad Vineyard Wind 1 continúa el desarrollo de un parque eólico marino a gran escala frente a las costas del estado de Massachusetts, en Estados Unidos. El Grupo IBERDROLA ha contribuido en los ejercicios 2025 y 2024 con aportaciones de 97 y 397 millones de euros, respectivamente.

En mayo de 2025, se ha modificado el Acuerdo de Aportación de Capital para permitir, entre otros aspectos, que los socios proporcionaran su apoyo financiero al proyecto de Vineyard Wind 1, ya fuera mediante aportaciones de capital o mediante la concesión de préstamos al proyecto. La aportación de capital de 97 millones de euros realizada por el Grupo IBERDROLA se ha convertido en un préstamo por cobrar. Adicionalmente, el Grupo IBERDROLA ha concedido préstamos adicionales por importe de 176 millones de euros. Estas transacciones han representado la devolución de la inversión en capital del Grupo IBERDROLA (Nota 50).

Asimismo, el 24 de octubre de 2023, Vineyard Wind 1 cerró un acuerdo de financiación *(Tax Equity Financing)*, según el cual se espera que Vineyard Wind 1 reciba, aproximadamente, 1.200 millones de dólares estadounidenses de inversores *(Tax Equity Investors)* (Nota 6.d). Los desembolsos se realizan mensualmente hasta un 20% del importe total en función del número de turbinas que alcancen, o estén a punto de alcanzar, el final de su instalación hasta que todo el proyecto alcance la fecha de operación comercial, cuando se recibirá el 80% restante. A 31 de diciembre de 2025 Vineyard Wind 1 había recibido 241 millones de dólares estadounidenses; se espera recibir el resto en 2026. Junto con los desembolsos recibidos desde el cierre del acuerdo, el Grupo ha emitido garantías de acuerdo a su porcentaje de participación. Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, el importe total de dichas garantías asciende a 121 y 54 millones de dólares estadounidenses, respectivamente.

Por otra parte, el 22 de diciembre de 2025, el Director interino del Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) emitió una "Orden del Director" a Vineyard Wind 1 LLC, para suspender todas las actividades en curso relacionadas con el Proyecto Vineyard Wind 1 durante 90 días por razones de seguridad nacional. Mientras BOEM y DoW se esfuerzan por determinar las medidas de mitigación viables dentro de los 90 días posteriores a la fecha de la Orden, BOEM podrá extender el período de suspensión de 90 días según el estado de dichas conversaciones.

El 15 de enero de 2026, Vineyard Wind presentó una impugnación legal contra la orden de suspensión emitida por BOEM. El 27 de enero de 2026, el Tribunal de Distrito de Estados Unidos para el Distrito de Massachusetts emitió una decisión que permite a Vineyard Wind reanudar sus actividades autorizando la reanudación de la construcción en Vineyard Wind 1 mientras el caso continúa.

El proyecto genera energía parcialmente, 49 de las 62 turbinas se encuentran operativas. En cuanto a la construcción, a la fecha de emisión de estos estados financieros, las 62 torres y *nacelles* se encuentran instaladas quedando pendiente la instalación de 6 rotores.

La Orden permitía explícitamente continuar produciendo energía, por lo que las instrucciones emitidas no alteran la explotación del parque.

Detalle de otra información financiera resumida

La información financiera resumida a 31 de diciembre de 2025 y 2024 (al 100% y antes de las eliminaciones interempresas) correspondiente a los subgrupos más significativos contabilizados por el método de participación, expresada en millones de euros, es la siguiente:

	NORTE ENERGIA		Neonergia Transmissora		Subgrupo Flat Rock		Vineyard Wind LLC		East Anglia 3
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025
Segmento	Renovables y Generación sostenible-Brasil				Renovables y Generación sostenible – Estados Unidos				Renovables y Generación sostenible - Reino Unido
Porcentaje de participación	8,38 %	5,35 %	41,90 %	26,75 %	50,00 %		50,00 %		50,00 %
Activos corrientes	392	361	153	108	24	12	171	487	1.576
Activos no corrientes	5.871	6.078	1.345	1.062	165	202	3.765	6.547	2.456
Total activo	**6.263**	**6.439**	**1.498**	**1.170**	**189**	**214**	**3.936**	**7.034**	**4.032**
Pasivos corrientes	404	393	69	33	7	8	2.589	2.435	727
Pasivos no corrientes	4.630	4.488	653	514	35	40	499	387	3.136
Total pasivo	**5.034**	**4.881**	**722**	**547**	**42**	**48**	**3.088**	**2.822**	**3.863**
Ingresos de actividades ordinarias	1.057	1.118	168	100	(35)	(18)	42	5	0
Depreciación y amortización	(300)	(304)	0	0	(16)	(16)	(1)	(1)	0
Ingresos por intereses	54	28	73	52	1	0	113	138	147
Gastos por intereses	(473)	(435)	(47)	(32)	(2)	(2)	(132)	(144)	(141)
(Gasto) / Ingreso por el impuesto sobre las ganancias	1	18	(32)	(17)	0	0	0	0	2
Resultado neto del periodo de operaciones continuadas	(245)	(206)	136	91	24	6	0	(18)	4
Otro resultado integral	0	0	0	0	0	0	0	0	17
Resultado global total	**(245)**	**(206)**	**136**	**91**	**24**	**6**	**0**	**(18)**	**21**
Otra información									
Efectivo y otros medios equivalentes	239	190	18	15	22	9	88	84	222
Pasivos financieros corrientes (*)	180	164	24	17	1	0	278	7	17
Pasivos financieros no corrientes (*)	4.083	4.207	397	323	15	18	(48)	38	3.042

(*) Excluyendo acreedores comerciales y otras cuentas a pagar.

15.b) Otras inversiones financieras

La composición de los epígrafes “Otras inversiones financieras no corrientes” y “Otras inversiones financieras corrientes” del Estado consolidado de situación financiera, expresada en millones de euros, es la siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024
No corrientes (Nota 4)		
Derechos de cobro en Brasil (Notas 3.b y 13)	5.031	5.225
Derecho de cobro de actividades reguladas en Estados Unidos (Nota 33)	1.248	1.199
Depósitos y fianzas a largo plazo	433	365
Imposiciones financieras a largo plazo (Nota 22)	83	111
Otras inversiones financieras a largo plazo	41	52
Activos por planes de pensiones (Nota 27)	256	258
Otras inversiones con sociedades contabilizadas por el método de participación	112	17
Otros	65	272
Total	**7.269**	**7.499**
Corrientes (Nota 4)		
Inversiones financieras temporales (hasta 12 meses) (Nota 22)	1.140	15
Garantía concesional de suficiencia tarifaria en Brasil (Nota 13)	31	0
Derecho de cobro por financiación del desajuste de ingresos	22	6
Derecho de cobro de actividades reguladas en Estados Unidos (Nota 33)	528	572
Otras inversiones con sociedades contabilizadas por el método de participación	314	57
Depósitos en garantía del valor de derivados CSA (Nota 22)	92	95
Otros depósitos y fianzas constituidos a corto plazo (*)	128	362
Otros	196	177
Provisión por insolvencias	(18)	(19)
Total	**2.433**	**1.265**

(*) Esta partida incluye los colaterales requeridos por la operativa del negocio en los mercados (ver Nota 33).

Derechos de cobro de Brasil

El epígrafe “Derechos de cobro en Brasil” se corresponde con el importe a cobrar al vencimiento de los contratos de concesión por las sociedades brasileñas. La Ley N° 12.783/13 establece que dicho importe será determinado por referencia al valor de reposición (*Valor Novo de Reposição*, *VNR*) de los activos en concesión que al final del periodo de concesión no hayan sido amortizados utilizando el valor residual de la Base Regulatoria de Activos (*Base de Remuneração Regulatória, BRR*) al final del plazo contractual de la concesión.

La metodología establecida por el regulador permite realizar estimaciones razonables de los importes a cobrar a la finalización de la concesión en la medida en la que la Administración Pública concedente blinda el valor de la Base Regulatoria de Activos una vez superada cada revisión tarifaria ordinaria. Estas revisiones ordinarias se producen cada cuatro o cinco años, en función de la concesión. Es decir, una vez el regulador ha realizado la revisión tarifaria el valor de la Base Regulatoria de Activos anterior a esa fecha se modifica por el *Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo* (IPCA) de Brasil. La siguiente revisión tarifaria determinará el valor a efectos de la base regulatoria de activos por las adiciones del periodo entre dos revisiones tarifarias.

A efectos de estimar el importe del activo financiero, se utilizan valores observables, en concreto, se emplea el valor neto de reposición, calculado por el regulador energético en la última revisión tarifaria y se actualiza entre revisiones tarifarias por las adiciones del activo fijo subyacente o, en su caso, las posibles variaciones que surgen en el método de cálculo del VNR y el IPCA.

Depósitos y fianzas a largo plazo

El epígrafe “Depósitos y fianzas a largo plazo” se corresponde, fundamentalmente, con la parte de las fianzas y los depósitos recibidos de los clientes en el momento de la contratación como garantía del suministro eléctrico (y que se encuentran registrados en el epígrafe “Pasivos financieros no corrientes – Otros pasivos financieros no corrientes” del Estado consolidado de situación financiera – Nota 33) y que han sido depositados en las Administraciones Públicas competentes de acuerdo con la normativa vigente en España.

Derecho de cobro por financiación del desajuste

La Ley 24/2013 del Sector Eléctrico establece que, en caso de que en un ejercicio se produzca un desajuste por déficit de ingresos en las liquidaciones del sector eléctrico, su cuantía no podrá superar el 2% de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio. Adicionalmente, la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 5% de los ingresos estimados del sistema. En caso de que se superen estos límites, los peajes de acceso se revisarán al menos en un total equivalente al exceso sobre dichos límites. Esta ley establece, adicionalmente, que la parte del desajuste por déficit de ingresos que, sin superar estos límites, no se compense mediante la subida de peajes y cargos, será financiada temporalmente por los sujetos del sistema de liquidaciones proporcionalmente a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen.

La liquidación definitiva del sistema eléctrico español correspondiente a 2024, tal y como se estimó en dicho ejercicio, ha presentado un déficit que ha sido sufragado por los excedentes no utilizados de ejercicios anteriores. Para el ejercicio 2025, el Grupo IBERDROLA ha estimado que la liquidación definitiva del sistema eléctrico español, presentará nuevamente un déficit que también será sufragado por los excedentes de ejercicios anteriores. El déficit financiado a 31 de diciembre de 2025 y 2024 por el Grupo IBERDROLA asciende a 22 y 6 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 un importe de 232 y 162 millones de euros, respectivamente, fue objeto de un contrato *factoring* con cesión de créditos sin recurso, por lo que se procedió a dar de baja dichos importes del activo del Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2025 y 2024

El déficit financiado a 31 de diciembre de 2024 por el Grupo IBERDROLA ha sido cobrado durante el ejercicio 2025.

Derecho de cobro de actividades reguladas en Estados Unidos

Incluye los derechos de cobro incondicional del negocio regulado en Estados Unidos reconocidos explícitamente por el regulador.

16. Deudores comerciales y otros activos

La composición del epígrafe “Deudores comerciales y otros activos no corrientes” y “Deudores comerciales y otros activos corrientes” del Estado consolidado de situación financiera, expresada en millones de euros, es la siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024
No corrientes		
Cuentas a cobrar con sociedades contabilizadas por el método de participación	0	1
PIS/COFINS Brasil (Notas 33 y 36)	273	355
Ajustes por desviaciones en el precio de mercado (Vadjm) (Notas 3.t y 34)	144	233
Otras cuentas a cobrar	756	542
Activos del contrato:		
Concesiones en Brasil (Notas 3.u y 13)	3.578	2.736
Resto	8	9
Total	**4.759**	**3.876**

	31.12.2025	31.12.2024
Corrientes		
Clientes (Nota 5)	9.625	9.039
Otros deudores	1.540	1.145
Cuentas a cobrar con sociedades contabilizadas por el método de participación	24	12
Activos del contrato:		
Contratos de construcción	1	37
Concesiones en Brasil (Notas 3.u y 13)	219	142
Correcciones valorativas por deterioro	(1.125)	(1.213)
Total	**10.284**	**9.162**

Concesiones bajo el alcance de la NIIF 15

El movimiento de los activos del contrato en relación con las concesiones en Brasil bajo el alcance de la NIIF 15, expresado en millones de euros, es como sigue:

	2025	2024
Saldo inicial	**2.878**	**2.461**
Adiciones	1.926	1.920
Traspasos	(820)	(912)
Cobros	(98)	(63)
Diferencias de conversión	(78)	(521)
Otros	(11)	(7)
Saldo final	**3.797**	**2.878**

PIS/COFINS Brasil

En septiembre de 2019, el Gobierno federal brasileño emitió una decisión a favor de NEOENERGIA COSERN y NEOENERGIA COELBA en relación con el reconocimiento del 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 Programas de Integração Social (PIS) y la Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS). En diciembre de 2020 se emitió la decisión a favor de NEOENERGIA PERNAMBUCO.

En consecuencia, el Grupo IBERDROLA registra una cuenta a cobrar por la exclusión del ICMS de la base fiscal con abono a una cuenta a pagar registrada en el epígrafe “Otros pasivos financieros no corrientes” del Estado consolidado de situación financiera (Nota 33) con base en el entendimiento de que el crédito fiscal será traspasado a los clientes finales siguiendo las reglas legales y regulatorias del sector eléctrico en Brasil, si bien su desembolso no tendrá lugar en el corto plazo. El saldo corriente de la cuenta a cobrar es registrado en el epígrafe “Deudores comerciales y otros activos corrientes - Otras cuentas a cobrar a Administraciones Públicas” de Estado consolidado de situación financiera (Nota 36).

Correcciones valorativas por deterioro

El movimiento de las correcciones valorativas correspondientes a las pérdidas de crédito esperadas de los saldos anteriores, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	2025	2024
Saldo inicial	**1.213**	**1.177**
Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	(4)	0
Dotaciones netas de reversiones	394	470
Aplicaciones	(425)	(384)
Clasificación como mantenido para su enajenación (Nota 18)	(4)	0
Diferencias de conversión	(49)	(50)
	1.125	**1.213**

La mayor parte de esta provisión corresponde a consumidores de energía eléctrica y gas.

17. Valoración y compensación de instrumentos financieros

A excepción de los instrumentos financieros derivados, la mayor parte de los activos y pasivos financieros registrados en el Estado consolidado de situación financiera corresponde a instrumentos financieros clasificados a coste amortizado.

El valor razonable del epígrafe “Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables” del pasivo corriente y no corriente del Estado consolidado de situación financiera del Grupo IBERDROLA a 31 de diciembre de 2025 y 2024 asciende a 54.001 y 53.971 millones de euros, siendo el valor en libros de 54.090 y 54.390 millones de euros, respectivamente. Dicha valoración pertenece al Nivel 2 de jerarquía de valoración. El valor razonable del resto de los instrumentos financieros no difiere significativamente del valor en libros de los mismos.

El Grupo IBERDROLA contabiliza los instrumentos de patrimonio y los instrumentos financieros derivados por su valor razonable siempre que pueda ser medido de manera fiable y los clasifica en tres niveles:

- Nivel 1: activos y pasivos cotizados en mercados líquidos.
- Nivel 2: activos y pasivos cuyo valor razonable se ha determinado mediante técnicas de valoración que utilizan hipótesis observables en el mercado.
- Nivel 3: activos y pasivos cuyo valor razonable se ha determinado mediante técnicas de valoración que no utilizan hipótesis observables en el mercado.

El detalle del nivel al que pertenecen los instrumentos financieros derivados contabilizados a su valor razonable, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	31.12.2025	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Instrumentos financieros derivados (activos financieros)	1.632	42	1.230	360
Instrumentos financieros derivados (pasivos financieros)	(1.998)	(1)	(1.524)	(473)
Total (Nota 30)	**(366)**	**41**	**(294)**	**(113)**

	31.12.2024	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Instrumentos financieros derivados (activos financieros)	2.180	21	1.576	583
Instrumentos financieros derivados (pasivos financieros)	(1.991)	(2)	(1.256)	(733)
Total (Nota 30)	**189**	**19**	**320**	**(150)**

A continuación, se detalla la conciliación entre los saldos iniciales y finales para aquellos instrumentos financieros derivados clasificados en el Nivel 3 de la jerarquía de valor razonable, expresada en millones de euros:

	Instrumentos financieros derivados	
	2025	2024
Saldo inicial	**(150)**	**(150)**
Ingresos y gastos reconocidos en el Estado consolidado del resultado	22	(5)
Ingresos y gastos reconocidos en Patrimonio	(32)	(90)
Compras	7	94
Ventas y liquidaciones	31	8
Diferencias de conversión	14	(7)
Transferencias y otros	(5)	0
Saldo final	**(113)**	**(150)**

El valor razonable de los instrumentos financieros derivados clasificados en el Nivel 3 ha sido determinado mediante el método de flujos de efectivo descontados. Las proyecciones de estos flujos de efectivo consideran hipótesis no observables en el mercado, las cuales corresponden principalmente a las estimaciones de precios de compra y venta que el Grupo utiliza habitualmente, construidas con base en su experiencia en los mercados en los que opera.

Ninguno de los posibles escenarios previsibles de las hipótesis indicadas daría como resultado un cambio significativo en el valor razonable de los instrumentos financieros clasificados en este nivel.

Adicionalmente, el Grupo IBERDROLA compensa los activos y pasivos financieros, presentando su importe neto, siempre que en el momento actual se tenga el derecho ejecutable incondicional de compensar los importes reconocidos y se tenga la intención de liquidar por el importe neto o simultáneamente. El desglose de los activos y pasivos financieros compensados a 31 de diciembre de 2025 y 2024, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	31.12.2025					
				Importes bajo acuerdos de compensación no compensados		
	Importe bruto	Importe compensado (Nota 30)	Importe neto	Instrumento financiero	Garantías financieras	Importe neto
Derivados activos						
Corriente						
Materias primas	177	(82)	95	(3)	(36)	56
Otros	22	(7)	15	(11)	1	5
No corriente						
Materias primas	174	(20)	154	(10)	(1)	143
Otros	313	(5)	308	(182)	(70)	56
Total derivados activos	**686**	**(114)**	**572**	**(206)**	**(106)**	**260**
Otros activos financieros:						
Deudores	200	(144)	56	(2)	0	54
Derivados pasivos:						
Corriente						
Materias primas	183	(86)	97	(3)	(45)	49
Otros	67	(7)	60	(18)	(1)	41
No corriente						
Materias primas	300	(21)	279	(10)	(1)	268
Otros	653	(5)	648	(175)	0	473
Total derivados pasivos	**1.203**	**(119)**	**1.084**	**(206)**	**(47)**	**831**
Otros pasivos financieros:						
Acreedores	216	(144)	72	(2)	0	70

	31.12.2024					
	sin dato	sin dato	sin dato	Importes bajo acuerdos de compensación no compensados		sin dato
	Importe bruto	Importe compensado (Nota 30)	Importe neto	Instrumento financiero	Garantías financieras	Importe neto
Derivados activos:						
Corriente						
Materias primas	383	(132)	251	(4)	(88)	159
Otros	4	(2)	2	0	0	2
No corriente						
Materias primas	172	(18)	154	(25)	(2)	127
Otros	24	(1)	23	0	(10)	13
Total derivados activos	**583**	**(153)**	**430**	**(29)**	**(100)**	**301**
Otros activos financieros:						
Deudores	171	(109)	62	(4)	0	58
Derivados pasivos:						
Corriente						
Materias primas	196	(133)	63	(4)	0	59
Otros	59	(2)	57	0	(35)	22
No corriente						
Materias primas	283	(18)	265	(25)	(1)	239
Otros	296	(1)	295	0	(239)	56
Total derivados pasivos	**834**	**(154)**	**680**	**(29)**	**(275)**	**376**
Otros pasivos financieros:						
Acreedores	191	(109)	82	(4)	0	78

18. Activos y pasivos mantenidos para su enajenación y operaciones discontinuadas

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 determinadas transacciones cumplen con los requisitos establecidos en la NIIF 5 “Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas” para su clasificación como tales en el Estado consolidado de situación financiera. La reclasificación de las partidas de activo y pasivo del Estado consolidado de situación financiera a una línea separada se realiza después de la eliminación de los saldos intercompañía.

A 31 de diciembre de 2024 se clasificaron como “Activos mantenidos para su enajenación” y “Pasivos mantenidos para su enajenación” las siguientes participaciones:

- participación que el Grupo IBERDROLA poseía en Geraçao Ceu Azul S.A., que participaba en el 70% de la central Baixo Iguaçu, de 350.2 MW, por importe de 246 y 84 millones de euros, respectivamente, a 31 diciembre de 2024. El 30 de junio de 2025 se ha formalizado el contrato de compra y venta referente a la operación de venta de la totalidad de las acciones del capital social (Nota 7).

- participación que el Grupo IBERDROLA poseía en Neoenergia Itabapoana Transmissão de Energía, S.A. por importe de 154 y 113 millones de euros, respectivamente. El 7 de agosto de 2025 se ha formalizado la venta del 50% de la participación (Nota 7).

Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2024, se procedió a clasificar como “Activos mantenidos para su enajenación” un importe de 4 millones de euros previamente clasificados en el epígrafe "Propiedad, planta y equipo" que han sido enajenados durante el ejercicio 2025.

Por otra parte, en el ejercicio 2025 se ha procedido a clasificar como “Activos mantenidos para su enajenación” y “Pasivos mantenidos para su enajenación”:

- la participación en Iberdrola México S.A. de C.V. (Iberdrola México). En julio de 2025, el Grupo IBERDROLA ha suscrito con COX ABG Group, S.A. un contrato de compraventa de la filial Iberdrola México, sociedad titular de negocios del Grupo IBERDROLA en México. La valoración atribuida a Iberdrola México, en términos de valor de empresa (*enterprise value*), incluyendo la deuda financiera neta y la participación de accionistas minoritarios en filiales, es de aproximadamente 4.170 millones de dólares estadounidenses, tomando como referencia el balance de situación de Iberdrola México a 31 de diciembre de 2024.

  El precio de la operación está sujeto a los ajustes habituales en este tipo de operaciones. El comprador ha abonado a la firma del contrato 35 millones de dólares estadounidenses, que se descontarán del importe que se pague al cierre de la operación.

  La operación está sometida a las condiciones suspensivas habituales en este tipo de transacciones, habiendo obtenido el comprador las autorizaciones de la Comisión Nacional de Energía y de la Comisión Nacional Antimonopolio y la aprobación de la operación por la Junta General de Accionistas del comprador.

- las participaciones en Energyworks Milagros, S.L., Energyworks San Millán, S.L., Energyworks Fonz, S.L. y Energyworks Monzón, S.L. El Grupo IBERDROLA ha alcanzado en diciembre de 2025 un acuerdo para su venta que se ha formalizado en enero de 2026 (Nota 51).

- la participación en Iberdrola Renovables Magyarország KFT. En septiembre de 2025, el Grupo IBERDROLA ha alcanzado un acuerdo para vender el 100% de las acciones de su negocio en Hungría, a un consorcio formado por Premier Energy y al grupo húngaro iG TECH CC. A través de esta operación, el Grupo recibirá 171,2 millones de euros por las acciones de la compañía y de un dividendo distribuido antes del cierre. El cierre de la transacción se ha producido en enero de 2026 (Nota 51).

- Iberdrola Francia ha alcanzado un acuerdo para vender su cartera terrestre en el país al grupo francés de energías renovables Technique Solaire. Los activos que se venderán incluyen 118 megavatios (MW) de capacidad eólica en operación, así como una cartera de 639 MW de proyectos eólicos terrestres y fotovoltaicos.

  Como es habitual en Francia, la operación está sujeta a la finalización previa de los procesos de información y consulta con los órganos de representación de la plantilla correspondientes.

- la participación en Energética Águas da Pedra, S.A. (EAPSA). En noviembre de 2025, Neoenergia y EDF Brasil Hidro Participações S.A. firmaron el Share Purchase Agreement, por lo cual NEOENERGIA venderá la totalidad de su participación en EAPSA por un enterprise value de 2.515 millones de reales brasileños, sujeto a ajustes habituales en el precio de venta.

El desglose a 31 de diciembre de 2025, expresado en millones de euros, de las partidas clasificadas como “Activos mantenidos para su enajenación” y “Pasivos mantenidos para su enajenación” es el siguiente:

	Iberdrola México	Francia	Energyworks	Hungría	EAPSA	Total
Activo Intangible	9	0	0	0	188	197
Propiedad, planta y equipo	2.048	73	16	101	198	2.436
Activo por derecho de uso	46	8	0	1	0	55
Inversiones financieras no corrientes	71	0	0	0	5	76
Deudores comerciales y otros activos no corrientes	19	0	4	0	0	23
Impuestos diferidos activos	215	4	1	1	1	222
Total activo no corriente	**2.408**	**85**	**21**	**103**	**392**	**3.009**
Existencias	0	0	4	0	0	4
Deudores comerciales y otros activos corrientes	345	11	13	5	7	381
Inversiones financieras corrientes	1	0	0	0	0	1
Efectivo y otros medios equivalentes	125	12	0	0	9	146
Total activo corriente	**471**	**23**	**17**	**5**	**16**	**532**
Total activo	**2.879**	**108**	**38**	**108**	**408**	**3.541**
Provisiones no corrientes	93	5	4	10	2	114
Pasivos financieros no corrientes	192	8	0	1	10	211
Otros pasivos no corrientes	0	0	4	0	0	4
Impuestos diferidos pasivos	71	6	0	8	99	184
Total pasivo no corriente	**356**	**19**	**8**	**19**	**111**	**513**
Provisiones corrientes	0	0	4	0	0	4
Pasivos financieros corrientes	301	3	3	1	3	311
Otros pasivos corrientes	106	2	1	3	2	114
Total pasivo corriente	**407**	**5**	**8**	**4**	**5**	**429**
Total pasivo	**763**	**24**	**16**	**23**	**116**	**942**

La venta de México cumple con los requisitos para su consideración como actividad discontinuada (Nota 2.c). El resultado después de impuestos de las actividades discontinuadas se incluye en el epígrafe “Beneficio neto del ejercicio procedente de operaciones discontinuadas (neto de impuestos)” del Estado consolidado del resultado bajo el siguiente desglose (los importes se muestran netos de las transacciones entre compañías, las cuales han sido eliminadas):

	2025	2024
Importe neto de la cifra de negocios	1.471	1.751
Aprovisionamientos	(690)	(1.086)
Margen bruto	**781**	**665**
Gastos de personal	(64)	(75)
Gastos de personal activados	6	9
Servicios exteriores	(117)	(127)
Otros resultados de explotación	38	1.741
Gasto operativo neto	(137)	1.548
Tributos	(8)	(7)
Beneficio bruto de explotación - EBITDA	**636**	**2.206**
Corrección valorativa de deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4	(3)
Amortizaciones y provisiones	(119)	(113)
Beneficio de explotación - EBIT	**521**	**2.090**
Ingreso financiero	210	743
Gasto financiero	(320)	(528)
Resultado financiero	(110)	215
Beneficio antes de impuestos	**411**	**2.305**
Impuesto sobre sociedades	(30)	(807)
Beneficio neto del ejercicio procedente de actividades discontinuadas (neto de impuestos)	**381**	**1.498**

Adicionalmente, en el epígrafe del “Beneficio neto del ejercicio procedente de operaciones discontinuadas (neto de impuestos)” del Estado consolidado del resultado de los ejercicios 2025 y 2024 se incluye una pérdida de 17 y 19 millones de euros, respectivamente, correspondientes al abandono de las actividades relacionadas con la prestación de servicios de ingeniería y construcción.

Se muestra a continuación el Estado de flujos de efectivo resumido correspondiente a la operación discontinuada de México:

	2025	2024
Flujos de efectivo por actividades de explotación	**476**	**(756)**
de los que:		
Pagos por impuestos	(110)	(251)
Flujos de efectivo por actividades de inversión	**(530)**	**5.187**
de los que:		
Pagos por impuestos	(445)	(276)
Cobro por intereses	16	112
Flujos de efectivo por actividades de financiación	**(54)**	**(907)**
de los que:		
Pago por intereses	(12)	(26)
Incremento/(Decremento) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	**(108)**	**3.524**

19. Combustible nuclear

El movimiento producido durante los ejercicios 2025 y 2024 en el epígrafe “Combustible nuclear” del Estado consolidado de situación financiera, así como el detalle del mismo a 31 de diciembre de 2025 y 2024, expresado en millones de euros, es como sigue:

	Combustible introducido en el núcleo	Combustible en curso de fabricación	Total
Saldo a 01.01.2024	**213**	**65**	**278**
Adquisiciones	0	141	141
Traspasos	94	(94)	0
Consumos Nota (3.g)	(101)	0	(101)
Saldo a 31.12.2024	**206**	**112**	**318**
Adquisiciones	0	222	222
Traspasos	180	(180)	0
Consumos (Nota 3.g)	(106)	0	(106)
Saldo a 31.12.2025	**280**	**154**	**434**

Los compromisos de adquisición de combustible nuclear a 31 de diciembre de 2025 y 2024 del Grupo IBERDROLA ascienden a 493 y 626 millones de euros, respectivamente.

20. Existencias

El detalle a 31 de diciembre de 2025 y 2024 del epígrafe “Existencias” (Nota 3.h) del Estado consolidado de situación financiera, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024
Materias energéticas	157	182
Derechos de emisión y certificados renovables	810	701
Existencias inmobiliarias	1.026	1.065
Terrenos y solares	960	984
Promociones en curso	50	54
Promociones terminadas	16	27
Otras existencias	604	1.284
Provisión por deterioro de existencias inmobiliarias	(233)	(245)
Total	**2.364**	**2.987**

El epígrafe "Otras existencias" a 31 de diciembre 2025 y 2024 incluye principalmente las lineas de transmisión construidas por East Anglia Hub por importe de 495 y 1.181 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2024 el saldo incluía un importe de 1.007 millones de euros correspondientes a la linea de transmisión del proyecto de East Anglia 3 desinvertido en un 50% en el ejercicio 2025 (Nota 7).

El movimiento de la provisión por deterioro durante los ejercicios 2025 y 2024, expresado en millones de euros, ha sido el siguiente:

	2025	2024
Saldo inicial	**245**	**254**
Dotaciones	1	1
Reversiones	(4)	(1)
Aplicaciones y otros	(9)	(9)
Saldo final	**233**	**245**

El Estado consolidado del resultado correspondiente a los ejercicios 2025 y 2024 incluye, respectivamente, 59 y 42 millones de euros en concepto de ventas de existencias inmobiliarias.

Análisis de sensibilidad de existencias inmobiliarias

La compañía ha encargado al experto independiente la realización de análisis de sensibilidad sobre terrenos y solares sin licencia de construcción de más de 1 millón de euros, considerando como variable clave el beneficio promotor exigido a cada uno de los proyectos, manteniendo el resto de variables inalteradas.

En las siguientes tablas se muestran los resúmenes de los impactos en el valor realizable de dicho análisis de sensibilidad ante incrementos y reducciones del 10% y del 15% en la rentabilidad del promotor exigida a cada proyecto, expresados en millones de euros, para los ejercicios 2025 y 2024:

Ejercicio 2025					
	Escenario base	Beneficio promotor			
		+10%	-10 %	+15%	-15 %
Variación en el valor de mercado de terrenos y solares	740	(69)	71	(99)	105
Impacto en el deterioro acumulado (antes de impuestos)		(35)	20	(55)	27

Ejercicio 2024					
	Escenario base	Beneficio promotor			
		+10%	-10 %	+15%	-15 %
Variación en el valor de mercado de terrenos y solares	739	(63)	64	(90)	95
Impacto en el deterioro acumulado (antes de impuestos)		(32)	20	(50)	27

La compañía ha encargado al experto independiente la realización de un análisis de sensibilidad para aquellos suelos con tramitación urbanística pendiente en los plazos de gestión urbanística de aquellos que requieren estos trámites para ser finalistas.

En la siguiente tabla se muestra el análisis de sensibilidad con la variable "Plazo de pre-construcción" sobre la valoración de los terrenos y solares ante incrementos y reducciones del 20% y del 40% en los plazos de preconstrucción, expresado en millones de euros, para los ejercicios 2025 y 2024:

Ejercicio 2025					
	Escenario base	Plazo pre-construcción			
		+20%	-20 %	+40%	-40 %
Variación en el valor de mercado	441	(5)	5	(10)	9
Impacto en el deterioro acumulado (antes de impuestos)		(3)	3	(6)	5

Ejercicio 2024					
	Escenario base	Plazo pre-construcción			
		+20%	-20 %	+40%	-40 %
Variación en el valor de mercado	438	(5)	4	(9)	9
Impacto en el deterioro acumulado (antes de impuestos)		(3)	3	(5)	5

21. Efectivo y otros medios equivalentes

La composición de este epígrafe del Estado consolidado de situación financiera, expresada en millones de euros, es la siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024
Efectivo	1.824	1.976
Otros activos líquidos equivalentes	1.846	2.106
Total (Nota 4)	**3.670**	**4.082**

Los otros activos líquidos equivalentes incluyen colocaciones de efectivo altamente líquidas que son fácilmente convertibles en una cantidad determinada de efectivo, que están sujetas a un riesgo insignificante de cambios en su valor y que devengan tipos de interés de mercado.

No existen restricciones por importes significativos a la disposición de efectivo.

22. Patrimonio neto

Capital suscrito

Los movimientos habidos durante los ejercicios 2025 y 2024 en el capital social de IBERDROLA han sido los siguientes:

	Fecha de inscripción en el Registro Mercantil	% Capital	Número de acciones	Nominal	Euros
Saldo a 01.01.2024			**6.350.278.000**	**0,75**	**4.762.708.500**
Aumento de capital liberado	6 de febrero de 2024	1,150 %	73.021.000	0,75	54.765.750
Reducción de capital	3 de julio de 2024	2,854 %	(183.299.000)	0,75	(137.474.250)
Aumento de capital liberado	26 de julio de 2024	1,991 %	124.251.000	0,75	93.188.250
Saldo a 31.12.2024			**6.364.251.000**	**0,75**	**4.773.188.250**
Aumento de capital liberado	5 de febrero de 2025	1,199 %	76.310.000	0,75	57.232.500
Reducción de capital	3 de julio de 2025	3,114 %	(200.561.000)	0,75	(150.420.750)
Aumento de capital liberado	23 de julio de 2025	1,764 %	110.101.549	0,75	82.576.162
Aumento de capital	28 de julio de 2025	5,214 %	331.125.828	0,75	248.344.371
Saldo a 31.12.2025			**6.681.227.377**	**0,75**	**5.010.920.533**

La Junta General de Accionistas celebrada el 30 de mayo de 2025 ha aprobado, bajo el punto 7 del orden del día, el dividendo de involucración y su pago a todos los accionistas con derecho a participar en la Junta General (es decir, con acciones registradas a su nombre el 23 de mayo), al haberse cumplido las condiciones a las que estaba sujeto, que eran la propia aprobación del dividendo, punto 7 del orden del día, y que el *quorum* de constitución alcanzara el 70% del capital social. El importe del dividendo ha ascendido a 31 millones de euros (0,005 euros brutos por acción), habiéndose hecho efectivo con fecha 2 de junio de 2025.

Las ampliaciones de capital liberado realizadas en los ejercicios 2025 y 2024 se corresponden con las distintas ejecuciones aprobadas por la Junta General de Accionistas a través de las cuales se instrumenta el sistema *Iberdrola Retribución Flexible*.

Asimismo, el 1 de julio de 2024 y 1 de julio de 2025 se acordó llevar a cabo sendas reducciones de capital, aprobadas por las Juntas Generales de Accionistas de 17 de mayo de 2024 y 30 de mayo de 2025, respectivamente, mediante la amortización de acciones propias en cartera.

Adicionalmente, el 22 de julio de 2025, el Consejo de Administración de Iberdrola, S.A. ha acordado llevar a cabo un aumento de capital social por un importe efectivo (incluyendo valor nominal y prima de emisión) de 5.000 millones de euros mediante la emisión de acciones nuevas ordinarias de la sociedad pertenecientes a la misma clase y serie que las acciones actualmente en circulación, por medio de aportaciones dinerarias y con exclusión del derecho de suscripción preferente de los accionistas de la sociedad. El aumento de capital ha sido aprobado por el Consejo de Administración de la sociedad al amparo de la autorización conferida bajo el punto 20 del orden del día de la Junta General de Accionistas de la Compañía celebrada en primera convocatoria el 17 de mayo de 2024.

El capital social de IBERDROLA no ha experimentado ningún movimiento distinto a los descritos anteriormente ni existe ninguna obligación al respecto de su capital social que IBERDROLA deba cumplir adicionalmente a las establecidas por la Ley de Sociedades de Capital.

Las acciones de IBERDROLA cotizan en las cuatro bolsas españolas y se negocian a través del Mercado Continuo. Además, la compañía tiene un programa de ADRs (American Depositary Receipt) cuyo depositario es Bank of New York Mellon. Asimismo, la filial NEOENERGIA cotiza en la bolsa brasileña. IBERDROLA forma parte también de más de 65 índices internacionales como el Dow Jones EuroStoxx 50, formado por los 50 valores más importantes de la zona euro, o el Dow Jones Sustainability Index, que reúne a las empresas con mejor perfil sostenible.

Facultades delegadas por la Junta General de Accionistas

La Junta General de Accionistas celebrada el 17 de mayo de 2024 acordó, dentro del punto veinte del orden del día, delegar a favor del Consejo de Administración, con expresa facultad de sustitución, por el plazo de cinco años la facultad para aumentar el capital social en los términos y con los límites recogidos en el artículo 297.1.b) de la Ley de Sociedades de Capital, con la facultad de excluir el derecho de preferencia limitada a un máximo conjunto del 10 % del capital social.

La Junta General de Accionistas celebrada el 30 de mayo de 2025 acordó, dentro del punto diecisiete del orden del día, delegar a favor del Consejo de Administración, con expresa facultad de sustitución, por el plazo de cinco años la facultad para emitir obligaciones o bonos simples y otros valores de renta fija, no canjeables ni convertibles en acciones, con el límite de 8.000 millones de euros para pagarés y de 40.000 millones de euros para otros valores de renta fija, así como para garantizar las emisiones de sociedades dependientes.

Accionistas significativos

Al estar representadas las acciones de IBERDROLA por anotaciones en cuenta, no se conoce con exactitud la participación de los accionistas en el capital social. El cuadro que figura a continuación recoge las participaciones significativas, directas e indirectas, en el capital social de IBERDROLA a 31 de diciembre de 2025 y 2024, así como, en su caso, los instrumentos financieros comunicados por los titulares de dichas participaciones de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1362/2007 de 19 de octubre. La presente información tiene como fuentes las comunicaciones realizadas por los titulares de dichas participaciones a los registros oficiales de la Comisión Nacional del Mercado de Valores o a la propia sociedad y sus respectivos informes anuales y notas de prensa y se presenta detallada en el Informe de Gobierno Corporativo del Grupo IBERDROLA correspondiente al ejercicio 2025.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 23.1 del Real Decreto 1362/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, 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, se considera titular de una participación significativa al accionista que tenga en su poder un porcentaje de, al menos, un 3 % de los derechos de voto.

Los titulares directos o indirectos que a 31 de diciembre de 2025 y 2024 tenían derechos de voto superiores al 3% del capital social son los siguientes:

Titular	% Derechos de voto 2025				
	% de derechos de voto atribuidos a las acciones			% de derechos de voto a través de instrumentos financieros	% de derechos de voto total
	% Directo	% Indirecto	% Total		
Qatar Investment Authority	0	6,98	6,98	0	6,98
Blackrock, Inc.	0	6,01	6,01	0,02	6,03

Titular	% Derechos de voto 2024				
	% de derechos de voto atribuidos a las acciones			% de derechos de voto a través de instrumentos financieros	% de derechos de voto total
	% Directo	% Indirecto	% Total		
Qatar Investment Authority	0	8,69	8,69	0	8,69
Blackrock, Inc.	0	6,49	6,49	0,13	6,62

Estructura de capital

IBERDROLA tiene el compromiso de mantener una política de prudencia financiera, asegurando una estructura financiera que optimice el coste de capital.

El cálculo de los ratios de apalancamiento a 31 de diciembre de 2025 y 2024, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024
De la sociedad dominante	50.068	47.125
De participaciones no dominantes	13.351	13.926
Patrimonio neto	**63.419**	**61.051**
Derivados de autocartera con liquidación física que a la fecha se considera no se van a ejecutar	944	995
Patrimonio neto ajustado	**64.363**	**62.046**
Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables (Nota 29)	54.090	54.390
Depósitos en garantía del valor de derivados CSA (Nota 33)	69	100
Instrumentos derivados pasivos	657	707
Arrendamientos	2.594	2.799
Deuda financiera bruta (A)	**57.410**	**57.996**
Imposiciones financieras a largo plazo (Nota 15.b)	83	111
Instrumentos derivados activos	815	1.026
Depósitos en garantía del valor de derivados CSA (Nota 15.b)	92	95
Inversiones financieras temporales (hasta 12 meses) (Nota 15.b)	1.140	15
Efectivo y equivalentes (Nota 21)	3.670	4.082
Total activos tesoreros (B)	**5.800**	**5.329**
Deuda financiera neta (A-B)	**51.610**	**52.667**
Derivados de autocartera con liquidación física que a la fecha se considera no se van a ejecutar (C)	944	995
Titulización de activos regulatorios (D) (1)	629	0
Deuda financiera neta ajustada (A-B-C-D)	**50.037**	**51.672**
Apalancamiento neto ajustado	**43,74 %**	**45,44 %**

(1) Titulización de activos regulatorios en dos SPV 100% Grupo Iberdrola en Estados Unidos con garantía de cobro incondicional por parte del regulador (Nota 15.b y 29).

Los derivados de autocartera con liquidación física potenciales no ejecutados a la fecha y aquellos que se considera que no se van a ejecutar, expresados en millones de euros, son los siguientes:

	31.12.2025	31.12.2024
Acumuladores potenciales	13	0
Opciones put fuera de precio	931	995
Derivados de autocartera con liquidación física que a la fecha se considera no se van a ejecutar	**944**	**995**

Los instrumentos financieros derivados de la tabla anterior no incluyen aquellos relacionados con el precio de materias primas ni con índices de precio. El detalle, expresado en millones de euros, es el siguiente (Nota 30):

	2025					
	Derivado de activo			Derivado de pasivo		
	Corto plazo	Largo plazo	Total	Corto plazo	Largo plazo	Total
Coberturas de tipo de interés	39	214	253	(41)	(87)	(128)
Coberturas de tipo de cambio	31	271	302	(95)	(164)	(259)
Total derivados de cobertura	**70**	**485**	**555**	**(136)**	**(251)**	**(387)**
Derivados sobre tipos de cambio	0	0	0	(10)	0	(10)
Derivados sobre acciones propias	0	260	260	0	(260)	(260)
Total derivados no de cobertura	**0**	**260**	**260**	**(10)**	**(260)**	**(270)**
Total	**70**	**745**	**815**	**(146)**	**(511)**	**(657)**

	2024					
	Derivado de activo			Derivado de pasivo		
	Corto plazo	Largo plazo	Total	Corto plazo	Largo plazo	Total
Coberturas de tipo de interés	25	486	511	(55)	(148)	(203)
Coberturas de tipo de cambio	168	255	423	(281)	(169)	(450)
Total derivados de cobertura	**193**	**741**	**934**	**(336)**	**(317)**	**(653)**
Derivados sobre tipos de cambio	38	0	38	0	0	0
Derivados sobre acciones propias	0	54	54	0	(54)	(54)
Total derivados no de cobertura	**38**	**54**	**92**	**0**	**(54)**	**(54)**
Total	**231**	**795**	**1.026**	**(336)**	**(371)**	**(707)**

Reserva legal

De acuerdo con el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, debe destinarse una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio a la reserva legal hasta que ésta alcance, al menos, el 20% del capital social.

La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que exceda del 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

Prima de emisión de acciones

El Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización de la prima de emisión para la ampliación de capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

Otras reservas indisponibles

El epígrafe “Patrimonio neto” del Estado consolidado de situación financiera incluye otras reservas indisponibles, constituidas fundamentalmente por IBERDROLA de acuerdo con lo establecido en el artículo 335.c) del Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, originadas por las reducciones de capital llevadas a cabo en ejercicios anteriores mediante la amortización de acciones propias. Las reservas indisponibles correspondientes a las sociedades del Grupo distintas de la matriz, IBERDROLA, se encuentran registradas en el apartado “Resultados acumulados y remanente” de dicho epígrafe.

Participaciones no dominantes

El movimiento del epígrafe durante los ejercicios 2025 y 2024, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	Subgrupo AVANGRID	Subgrupo NEOENERGIA	East Anglia ONE	ENW	Wikinger	Baltic Eagle	Windanker	Otros	Obligaciones perpetuas subordinadas	Total
Saldo a 01.01.2024	**3.950**	**2.895**	**790**	**0**	**565**	**318**	**0**	**413**	**8.250**	**17.181**
Ampliación de capital/Emisión	0	0	0	0	0	194	0	0	1.500	1.694
Resultado del ejercicio de participaciones no dominantes	(121)	285	72	0	67	11	0	22	0	336
Otro resultado global	38	12	0	0	0	0	0	(1)	0	49
Dividendos	(123)	(73)	(142)	0	(108)	0	0	(13)	0	(459)
Diferencias de conversión	224	(522)	34	0	0	0	0	7	0	(257)
Transacciones con participaciones no dominantes (Nota 7)	(3.902)	(26)	0	0	0	0	0	18	0	(3.910)
Amortización/Bajas	0	0	0	0	0	0	0	0	(700)	(700)
Otros	(4)	(2)	(1)	0	0	0	0	(1)	0	(8)
Saldo a 31.12.2024	**62**	**2.569**	**753**	**0**	**524**	**523**	**0**	**445**	**9.050**	**13.926**
Ampliación de capital/Emisión	0	0	0	0	0	0	0	0	1.000	1.000
Resultado del ejercicio de participaciones no dominantes	3	262	109	20	53	27	0	31	0	505
Otro resultado global	0	15	(1)	(1)	0	0	0	2	0	15
Dividendos	0	(82)	(136)	(6)	(77)	0	0	(26)	0	(327)
Diferencias de conversión	(8)	24	(34)	(13)	0	0	0	(16)	0	(47)
Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	0	0	0	369	0	0	0	0	0	369
Transacciones con participaciones no dominantes (Nota 7)	11	(1.816)	0	0	0	77	224	211	0	(1.293)
Amortización/Bajas	0	0	0	0	0	0	0	0	(800)	(800)
Otros	0	(1)	0	0	0	0	(1)	5	0	3
Saldo a 31.12.2025	**68**	**971**	**691**	**369**	**500**	**627**	**223**	**652**	**9.250**	**13.351**

La información financiera resumida relativa a los subgrupos donde el Grupo IBERDROLA no participa al 100% mostrada a continuación, hace referencia a los importes incorporados en la consolidación del Grupo IBERDROLA antes de las eliminaciones interempresas, expresados en millones de euros:

	Subgrupo NEOENERGIA		East Anglia ONE		ENW	Wikinger		Baltic Eagle		Windanker
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025
Activos corrientes	4.209	3.849	215	168	298	218	101	120	94	85
Activos no corrientes	14.824	13.909	2.037	2.251	6.400	1.019	1.067	1.400	1.373	598
Total activo	**19.033**	**17.758**	**2.252**	**2.419**	**6.698**	**1.237**	**1.168**	**1.520**	**1.467**	**683**
Pasivos corrientes	3.209	3.099	38	26	927	115	12	189	386	228
Pasivos no corrientes	9.923	9.151	490	516	3.254	101	86	53	20	1
Total pasivo	**13.132**	**12.250**	**528**	**542**	**4.181**	**216**	**98**	**242**	**406**	**229**
Beneficio bruto de explotación-EBITDA	2.353	2.265	439	360	468	168	198	111	46	(1)
Corrección valorativa de deudores comerciales y otros activos	(89)	(95)	0	0	(1)	0	0	0	0	0
Amortizaciones y provisiones	(571)	(579)	(114)	(115)	(154)	(57)	(58)	(53)	(11)	0
Resultado de sociedades por el método de participación - neto de impuestos	37	23	0	0	1	0	0	0	0	0
Resultado financiero	(963)	(871)	(5)	(2)	(89)	0	0	0	1	3
Impuesto sobre sociedades	(20)	(140)	(82)	(63)	(57)	(5)	(2)	(4)	(13)	(1)
Participaciones no dominantes	(262)	(285)	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio neto del ejercicio	**485**	**318**	**238**	**180**	**168**	**106**	**138**	**54**	**23**	**1**

	Subgrupo NEOENERGIA	
	31.12.2025	31.12.2024
Flujos netos de efectivo de actividades de explotación	988	1.137
Flujos netos de efectivo de las actividades de inversión	(806)	(796)
Flujos netos de efectivo de las actividades de financiación	(67)	(292)
Incremento/(Decremento) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	**115**	**49**

Obligaciones perpetuas subordinadas

En octubre de 2025, Iberdrola Finanzas, S.A. fijó los términos y condiciones de una emisión de obligaciones perpetuas subordinadas verdes, con la garantía de IBERDROLA, por un importe de 1.000 millones de euros. La emisión se estructuró en un único tramo, a un precio equivalente al 100% de su valor nominal, un cupón del 3,75% y la opción de recompra a la par a los 5 años y 9 meses de la fecha de emisión.

Con fecha 7 de enero de 2025, Iberdrola International, B.V. decidió recomprar una emisión de obligaciones perpetuas subordinadas por importe de 800 millones de euros, realizada en 2019. La recompra tuvo lugar a la par el 7 de febrero de 2025.

En noviembre de 2024, Iberdrola Finanzas, S.A. fijó los términos y condiciones de una emisión de obligaciones perpetuas subordinadas verdes, con la garantía de IBERDROLA, por un importe de 800 millones de euros. La emisión se estructuró en un único tramo, a un precio equivalente al 100% de su valor nominal, un cupón del 4,247% y la opción de recompra a la par a los 5 años y 6 meses de la fecha de emisión.

Con fecha 21 de febrero de 2024, Iberdrola International, B.V. decidió recomprar una emisión de obligaciones perpetuas subordinadas por importe de 700 millones de euros, realizada en 2018. La recompra tuvo lugar a la par el 22 de marzo de 2024.

En enero de 2024, Iberdrola Finanzas, S.A. fijó los términos y condiciones de una emisión de obligaciones perpetuas subordinadas verdes, con la garantía de IBERDROLA por un importe de 700 millones de euros. La emisión se estructuró en un único tramo, a un precio equivalente al 99,997% de su valor nominal, un cupón del 4,871% y la opción de recompra a la par a los 7 años de la fecha de emisión.

En todas las emisiones anteriores, el emisor tiene la opción de diferir los pagos de intereses de las obligaciones, bajo determinadas circunstancias, sin que ello suponga un supuesto de incumplimiento. El interés diferido sería acumulativo. Asimismo, el emisor tiene la capacidad de amortizar las obligaciones en ciertas fechas concretas o en determinados supuestos previstos en los términos y condiciones de las obligaciones.

Estas obligaciones no tienen establecido vencimiento contractual. Tras analizar sus condiciones, el Grupo IBERDROLA contabiliza el efectivo recibido con abono al epígrafe “De participaciones no dominantes” incluido dentro del patrimonio neto del Estado consolidado de situación financiera, por considerar que no cumplen las condiciones para su consideración como pasivo financiero, dado que el Grupo IBERDROLA no mantiene el compromiso contractual de entregar efectivo, estando las circunstancias que lo obligan a ello - entrega de dividendos y ejercicio de su opción de amortización anticipada - enteramente bajo su control.

El importe de los intereses pagados durante los ejercicios 2025 y 2024 ascendió a 240 y 207 millones de euros. Asimismo, el importe de los intereses devengados durante los ejercicios 2025 y 2024 ascendió a 231 y 221 millones de euros, respectivamente, que fueron registrados en el epígrafe "Otras reservas” del Estado consolidado de situación financiera.

El Grupo IBERDROLA tenía emitidas obligaciones perpetuas subordinadas por un importe total de 9.250 y 9.050 millones de euros a 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente.

Ajustes por cambio de valor

El movimiento producido en esta reserva con motivo de las correcciones valorativas de los instrumentos financieros derivados designados como cobertura de flujos de caja durante los ejercicios 2025 y 2024, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	01.01.2024	Transacciones con participaciones no dominantes (Nota 7)	Variación en el valor razonable y otros	Imputación al valor de los activos cubiertos	Imputación a resultados	31.12.2024	Transacciones con participaciones no dominantes (Nota 7)	Variación en el valor razonable y otros	Imputación al valor de los activos cubiertos	Imputación a resultados	31.12.2025
Ajustes por cambio de valor de sociedades contabilizadas por el método de participación (neto de impuestos):	**17**	**4**	**1**	**0**	**0**	**22**	**0**	**(5)**	**7**	**(2)**	**22**
Cobertura de flujos de caja:											
Permutas de tipo de interés	360	19	337	0	3	719	(15)	9	0	(288)	425
Derivados sobre materias primas	4	14	60	0	83	161	(1)	(65)	0	(40)	55
Seguros de cambio	(64)	(5)	(57)	22	20	(84)	1	(52)	25	36	(74)
Otros	(281)	0	(36)	0	24	(293)	0	134	0	43	(116)
	19	**28**	**304**	**22**	**130**	**503**	**(15)**	**26**	**25**	**(249)**	**290**
Coste de la cobertura	**(3)**	**0**	**(49)**	**0**	**49**	**(3)**	**0**	**(105)**	**0**	**103**	**(5)**
Efecto fiscal:	**(31)**	**(7)**	**(61)**	**(6)**	**(43)**	**(148)**	**0**	**22**	**(6)**	**44**	**(88)**
Total	**2**	**25**	**195**	**16**	**136**	**374**	**(15)**	**(62)**	**26**	**(104)**	**219**

Acciones propias en cartera

El Grupo IBERDROLA realiza operaciones de compra y venta de acciones propias de acuerdo con lo previsto en la normativa vigente y en los acuerdos adoptados por la Junta General de Accionistas. Las operaciones incluyen tanto la compraventa de acciones de la Sociedad como la contratación de derivados sobre las mismas.

Los saldos de los diferentes instrumentos a 31 de diciembre de 2025 y 2024, expresados en millones de euros, son los siguientes:

	31.12.2025		31.12.2024	
	Nº de acciones	Millones de euros	Nº de acciones	Millones de euros
Acciones propias en cartera de IBERDROLA	83.675.683	1.387	90.376.098	1.140
Acciones propias en cartera de SCOTTISH POWER	618.047	8	642.598	8
Permutas sobre acciones propias	16.000.000	228	13.212.427	143
Opciones de venta vendidas	56.138.579	901	83.143.313	1.027
Acumuladores (acciones potenciales)	1.444.792	26	0	0
Total	**157.877.101**	**2.550**	**187.374.436**	**2.318**

(a) Acciones propias

Los movimientos habidos durante los ejercicios 2025 y 2024 en las acciones propias en cartera de IBERDROLA y de SCOTTISH POWER (Nota 3.l), expresados en millones de euros, han sido los siguientes:

	IBERDROLA		SCOTTISH POWER	
	Nº de acciones	Millones de euros	Nº de acciones	Millones de euros
Saldo a 01.01.2024	**105.786.997**	**1.211**	**639.668**	**8**
Adquisiciones	172.479.098	2.074	197.506	2
Reducción de capital	(183.299.000)	(2.072)	0	0
Enajenaciones (1)	(6.554.658)	(73)	(276.810)	(2)
Iberdrola retribución flexible (2)	1.963.661	0	82.234	0
Saldo a 31.12.2024	**90.376.098**	**1.140**	**642.598**	**8**
Adquisiciones	197.966.180	3.014	162.259	3
Reducción de capital	(200.561.000)	(2.690)	0	0
Enajenaciones (1)	(6.148.012)	(77)	(257.853)	(3)
Iberdrola retribución flexible (2)	2.042.417	0	71.043	0
Saldo a 31.12.2025	**83.675.683**	**1.387**	**618.047**	**8**

(1) Incluye entregas a empleados.

(2) Acciones recibidas.

Las acciones propias en cartera de SCOTTISH POWER se corresponden con las *matching shares* en poder del fideicomiso (*trust*) por el plan de acciones denominado *Share Incentive Plan* (Nota 23.1).

Durante los ejercicios 2025 y 2024 las acciones propias en cartera propiedad del Grupo IBERDROLA han sido siempre inferiores a los límites legales establecidos al respecto.

(b) Derivados con liquidación física

El Grupo IBERDROLA registra estas operaciones con cargo a patrimonio en el epígrafe "Acciones propias en cartera" y un pasivo por la obligación de compra de dichas acciones que figura registrado en el epígrafe "Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables" del pasivo corriente del Estado consolidado de situación financiera.

- Permutas sobre acciones propias (*total return swaps*)

El Grupo IBERDROLA posee *swaps* (permutas) sobre acciones propias en los que paga a la entidad financiera Euribor a tres meses/EUROSTR más un diferencial *(spread)* sobre el nocional y recibe los dividendos correspondientes a las acciones que cobre la entidad financiera durante la vida del contrato. En la fecha de vencimiento comprará las acciones al precio de ejercicio fijado en el contrato.

Las características de estos contratos a 31 de diciembre de 2025 y 2024 se describen en los siguientes cuadros:

2025	Nº Acciones a 31.12.2025	Precio de ejercicio	Fecha de vencimiento	Tipo de interés	Millones de euros
Total return swap	10.000.000	11,893	22/07/2026	Euribor 3 meses + 0,47%	119
Total return swap	6.000.000	18,140	22/11/2026	EUROSTR + 0,64%	109
Total	**16.000.000**				**228**

2024	Nº Acciones a 31.12.2024	Precio de ejercicio	Fecha de vencimiento	Tipo de interés	Millones de euros
Total return swap	3.212.427	7,472	15/11/2025	Euribor 3 meses + 0,49%	24
Total return swap	10.000.000	11,893	23/07/2025	Euribor 3 meses + 0,47%	119
Total	**13.212.427**				**143**

- Acumuladores

El Grupo IBERDROLA utiliza acumuladores de compra sobre acciones propias. Estos acumuladores son obligaciones de compra a futuro con nocional cero en la fecha de inicio en los que el número de acciones a acumular depende del precio de contado *(spot)* en una serie de fechas de observación durante la vida de las opciones, diarias en este caso. Se fija un precio de ejercicio y un nivel o barrera a partir de la cual la estructura se desactiva dejando de acumular acciones.

El mecanismo de acumulación es el siguiente:

– cuando el precio de contado está por debajo del precio de ejercicio de la estructura se acumulan dos unidades del subyacente;

– cuando el precio de contado está entre el precio de ejercicio y la barrera sólo se acumula una unidad del activo subyacente; y

– cuando el precio de contado está por encima la barrera no se acumula.

A 31 de diciembre 2024 el Grupo IBERDROLA no tenía acumuladores contratados. Las características de estos contratos a 31 de diciembre de 2025 se describen a continuación:

2025	Nº acciones	Precio medio de ejercicio	Fecha de vencimiento	Millones de euros
Realizadas	0	0		0
Máximo potenciales (1)	1.444.792	17,764	19/6/2026	26

(1) Número máximo de acciones adicionales que se podrían acumular según el mecanismo descrito hasta el vencimiento de las estructuras (asumiendo que el precio de contado durante la vida remanente de la estructura está siempre por debajo del precio de ejercicio).

- *Put* vendida con liquidación física

El Grupo IBERDROLA ha vendido opciones de venta (*put)* sobre acciones propias que otorgan a la contraparte la opción de vender dichas acciones a la fecha de vencimiento al precio de ejercicio fijado en el contrato.

Las características de estos contratos a 31 de diciembre de 2025 y 2024 se describen a continuación:

2025	Nº de acciones	Precio medio de ejercicio	Fecha de vencimiento	Millones de euros (1)
Opciones de venta vendidas	56.138.579	16,0503	08/05/2026 a 30/06/2026	901

2024	Nº de acciones	Precio medio de ejercicio	Fecha de vencimiento	Millones de euros
Opciones de venta vendidas	83.143.313	12,3521	17/01/2025 a 20/06/2025	1.027

(1) El importe se presenta neto de las primas cobradas por importe de 20 millones de euros a 31 de diciembre de 2025 y de 10 millones de euros a 31 de diciembre 2024.

Distribución con cargo a los resultados del ejercicio 2025

El Consejo de Administración de IBERDROLA ha acordado que propondrá a la Junta General de Accionistas el pago, con cargo a los resultados del ejercicio 2025 y al remanente de ejercicios anteriores, de un dividendo cuyo importe bruto agregado será igual a la suma de las siguientes cantidades:

(a) 275 millones de euros, que fueron abonados a cuenta del dividendo correspondiente al ejercicio 2025 el 31 de enero de 2026 a los titulares de 1.088.096.797 acciones de IBERDROLA que optaron por percibir su retribución en efectivo en el marco de la segunda ejecución del sistema de dividendo opcional *"Iberdrola Retribución Flexible"* correspondiente al ejercicio 2025 mediante el cobro de una cantidad de 0,253 euros brutos por acción (el *Dividendo a cuenta*); y

(b) el importe determinable que resultará de multiplicar:

(i) la cantidad bruta por acción que, en concepto de pago complementario del dividendo correspondiente al ejercicio 2025, abonará la Sociedad en el marco de la primera ejecución del sistema de dividendo opcional "*Iberdrola Retribución Flexible"* correspondiente al ejercicio 2026 (*Dividendo complementario*); por

(ii) el número total de acciones respecto de las cuales sus titulares hayan optado por recibir el *Dividendo complementario* en el marco de la primera ejecución del sistema de dividendo opcional "*Iberdrola Retribución Flexible"* del ejercicio 2026.

A la fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas, no resulta posible concretar el importe del *Dividendo complementario* ni, en consecuencia, el importe del dividendo con cargo a los resultados del ejercicio 2025.

El pago del *Dividendo complementario* se llevará a cabo conjuntamente con la ejecución de un aumento de capital social liberado que el Consejo de Administración propondrá a la Junta General de Accionistas, con la finalidad de ofrecer a los accionistas la posibilidad de percibir su retribución en efectivo (mediante el cobro del *Dividendo complementario*) o en acciones liberadas de nueva emisión de la Sociedad (a través del referido aumento de capital liberado).

El cobro del *Dividendo complementario* se configurará como una de las alternativas a las que podrá optar el accionista a la hora de recibir su retribución en el marco de la primera ejecución del sistema de dividendo opcional "*Iberdrola Retribución Flexible"* correspondiente al ejercicio 2026 que se llevará a cabo mediante la ejecución del aumento de capital liberado antes referido.

Sujeto a la aprobación por la Junta General de Accionistas de los acuerdos correspondientes al sistema de dividendo opcional *"Iberdrola Retribución Flexible"* del ejercicio 2026, se estima que el importe del *Dividendo complementario* será de 0,427 euros brutos por acción. El importe final del *Dividendo complementario* se comunicará tan pronto como el Consejo de Administración (o el órgano en que este delegue) lo determine de acuerdo con lo dispuesto en los términos de los acuerdos de distribución del dividendo y de aumento de capital que el Consejo de Administración propondrá a la Junta General de Accionistas en relación con el sistema de dividendo opcional *"Iberdrola Retribución Flexible"* del ejercicio 2026. Asimismo, una vez concluida la primera ejecución del sistema de dividendo opcional *"Iberdrola Retribución Flexible"* correspondiente al ejercicio 2026, el Consejo de Administración (con expresa facultad de sustitución) procederá a concretar la propuesta de distribución anterior, determinando el importe definitivo del dividendo y la cantidad que se destinará a remanente.

23. Planes de compensación a largo plazo

23.1 Planes de compensación a largo plazo en acciones

Planes de compensación a largo plazo en acciones en periodo de liquidación

Las principales características de los planes se resumen a continuación.

Programa de compensación a largo plazo	Liquidado en acciones	Periodo de evaluación	Periodo de liquidación	Número máximo de beneficiaros	Número máximo de acciones	Grado de cumplimiento
IBERDROLA 2020-2022	Iberdrola	2020-2022	2023-2025	300	14.000.000 (1)	100% (2)
NEOENERGIA 2020-2022	Neoenergía	2020-2022	2023-2025	125	3.650.000	80% (3)

(1) Incluye las acciones correspondientes a los directivos que son consejeros.

(2) Grado de cumplimiento y liquidación aprobados por el Consejo de Administración de Iberdrola, a propuesta de la Comisión de Retribuciones. Durante el primer trimestre de 2025, confirmada la vigencia de los fundamentos, se ha realizado la tercera y última de las tres liquidaciones anuales.

(3) Grado de cumplimiento y liquidación aprobados por el Consejo de Administración de Neoenergia, a propuesta de la Comisión de Retribuciones. Durante el primer trimestre de 2025, confirmada la vigencia de los fundamentos, se ha realizado la tercera y última de las tres liquidaciones anuales.

El movimiento de las acciones correspondientes a estos planes es el siguiente:

Nº de acciones	IBERDROLA 2020-2022	NEOENERGIA 2020-2022
Saldo a 31.12.2023	**8.572.226**	**1.922.055**
Bajas	(11.668)	(60.422)
Otros	(99.997)	0
Entregas	(4.179.313) (1) (2)	(964.696)
Saldo a 31.12.2024	**4.281.248**	**896.937**
Bajas	0	(7.866)
Otros	(113.338)	0
Entregas	(4.167.910) (1) (2)	(889.071)
Saldo a 31.12.2025	**0**	**0**

(1) Estas acciones incluyen las entregadas a los directivos que son consejeros (Nota 48).

(2) Impuestos repercutidos correspondientes a acciones entregadas a la alta dirección: 2,11 y 2,7 millones de euros correspondientes a la segunda y tercera entrega del Bono Estratégico 2020-2022, respectivamente.

En relación con los planes de compensación a largo plazo en acciones descritos anteriormente, el movimiento del epígrafe “Otras reservas” del Estado consolidado de situación financiera, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	IBERDROLA 2020-2022	AVANGRID 2020-2022	NEOENERGIA 2020-2022	Total
Saldo a 01.01.2024	**77**	**24**	**7**	**108**
Dotación con cargo al epígrafe de “Gastos de personal”	14	1	1	16
Efecto precio imputado a "Otras reservas"	19	(2)	(1)	16
Pagos en acciones	(68)	(5)	(4)	(77)
Traspaso	0	(18)	(1)	(19)
Saldo a 31.12.2024	**42**	**0**	**2**	**44**
Dotación con cargo al epígrafe de “Gastos de personal”	7	0	1	8
Efecto precio imputado a "Otras reservas"	41	0	(1)	40
Pagos en acciones	(90)	0	(2)	(92)
Traspaso y otros	0	0	0	0
Saldo a 31.12.2025	**0**	**0**	**0**	**0**

Planes de compensación a largo plazo en acciones en periodo de evaluación

Las principales características del plan se resumen a continuación:

Programa de compensación a largo plazo	Liquidado en acciones	Periodo de evaluación	Periodo de liquidación	Número máximo de beneficiarios	Número máximo de acciones	Acciones previstas (3)(4)
IBERDROLA 2023-2025 (1)	Iberdrola	2023-2025	2026-2028	300	14.000.000 (2)	9.090.722 (2)

(1) Aprobación por la Junta General de Accionistas de Iberdrola, S.A. en el ejercicio 2023.

(2) Incluye las acciones correspondientes a los directivos que son consejeros.

(3) Previsible número de acciones a entregar en función del grado de cumplimiento de los objetivos a los que está vinculado.

(4) Incluye el previsible número de acciones a entregar a la alta dirección, 600.000 acciones.

Los parámetros de referencia para la evaluación global del desempeño durante el periodo de evaluación son los siguientes:

Objetivos de cumplimiento relacionados con (1)	Tipo de objetivo	Peso relativo
Beneficio neto consolidado	Rendimiento	30%
Rentabilidad total para el accionista	Mercado	20%
Solidez financiera / Financiación sostenible	Rendimiento	20%
Objetivos de sostenibilidad	Rendimiento	30%

(1) En el caso del Bono Estratégico 2023-2025 de IBERDROLA los objetivos de las sociedades *subholding* estarán vinculados un 50% a los objetivos del Grupo Iberdrola establecidos por la Junta General de Accionistas 2023 y el 50% restante a objetivos específicos en materia financiera, de negocio y de sostenibilidad de la sociedad *subholding*.

El epígrafe de "Gastos de Personal" del Estado consolidado del resultado correspondiente al ejercicio 2025 y 2024 incluye 41 y 39 millones de euros correspondientes al plan de compensación a largo en acciones en periodo de evaluación descritos anteriormente que han sido registrados con abono al epígrafe "Otras reservas" del Estado consolidado de situación financiera.

Otros planes de compensación en acciones

En ScottishPower existen dos planes basados en acciones para los empleados:

- *Sharesave Schemes*: plan de ahorro en el que, al término de un periodo de 3 años, el empleado puede utilizar el dinero ahorrado para comprar acciones de Iberdrola a un precio de opción con descuento fijado al comienzo del plan o bien recibir el importe ahorrado en metálico.

Plan de acciones	Tipo	Plazo	Año Inicio	Precio opción	Aportación empleado	Aportación empresa
Sharesave 2023	Acciones Iberdrola	3 años	2023	7,66 £	5-500 £	Descuento 20%

A continuación, se muestra el movimiento del plan:

	Sharesave 2023 (opciones vivas)
Saldo a 31.12.2023	**4.162.734**
Ejercitadas	(14.405)
Canceladas	(220.321)
Saldo a 31.12.2024	**3.928.008**
Ejercitadas	(42.331)
Canceladas	(93.208)
Saldo a 31.12.2025	**3.792.469**

- *Share Incentive Plan*: este plan permite comprar acciones de Iberdrola con incentivos fiscales (*partnership shares*) y una contribución en acciones de la empresa hasta un importe máximo (*matching shares*). Las *matching shares* se consolidan transcurridos tres años desde la compra.

Plan	Tipo	Año Inicio	Aportación empleado	Aportación empresa
Share Incentive Plan	Acciones Iberdrola	2008	10-150 £	10-50 £

A continuación, se muestra el movimiento del número de acciones:

	Número de acciones
Acciones adquiridas con la aportación del empleado (*partnership shares*) en el ejercicio 2024	560.072
Saldo total *partnership shares* a 31.12.2024	**4.286.904**
Acciones adquiridas con la aportación del empleado (*partnership shares*) en el ejercicio 2025	474.708
Saldo total *partnership shares* a 31.12.2025	**4.160.791**

Acciones adquiridas con la aportación de la empresa (*matching shares*) en el ejercicio 2024	244.256
Acciones adquiridas con la aportación de la empresa (*matching shares*) plazo inferior a 3 años en 2024	640.008
Saldo total *matching shares* a 31.12.2024	**1.955.264**
Acciones adquiridas con la aportación de la empresa (*matching shares*) en el ejercicio 2025	196.759
Acciones adquiridas con la aportación de la empresa (*matching shares*) plazo inferior a 3 años en 2025	616.288
Saldo total *matching shares* a 31.12.2025	**1.870.358**

El epígrafe “Gastos de personal” del Estado consolidado del resultado correspondiente a los ejercicios 2025 y 2024 incluye 7 y 6 millones de euros, respectivamente, por estos planes que han sido registrados con abono al epígrafe “Otras reservas” del Estado consolidado de situación financiera.

Adicionalmente, durante los ejercicios 2025 y 2024 se han producido pagos por las opciones y acciones ejercitadas por importe de 4,04 y 4,04 millones de euros, respectivamente.

23.2 Planes de compensación a largo plazo en metálico

Planes de compensación a largo plazo en metálico en periodo de liquidación

Las principales características de los planes a largo plazo en metálico, que actualmente se encuentran en periodo de liquidación, se resumen a continuación:

Incentivo a largo plazo	Periodo de medición	Periodo de liquidación	Número máximo de beneficiarios	Grado de cumplimiento
AVANGRID 2020-2022 (1)	2021-2022	2023-2025	125	65% (2)
2020-2022 I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES	2020-2022	2023-2025	7	100% (3)

(1) El 23 de diciembre de 2024, AVANGRID deja de cotizar en la Bolsa de Nueva York, pasando a operar como una empresa no cotizada. En el contexto anterior, se cancela el plan en acciones siendo reemplazado por un plan en metálico, fijándose el precio por acción en 35,75 dólares.

(2) Grado de cumplimiento y liquidación aprobados por el Consejo de Administración de AVANGRID, a propuesta de la Comisión de Retribuciones (CNCGC). Durante el primer trimestre de 2025, confirmada la vigencia de los fundamentos, se ha realizado la tercera y última de las tres liquidaciones anuales.

(3) Grado de cumplimiento y liquidación aprobados por el Consejo de Administración de i-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES.

El epígrafe de “Gastos de Personal” del Estado consolidado del resultado correspondiente a los ejercicios 2025 y 2024 incluye 0,06 y 0,27 millones de euros respectivamente, por este concepto.

Plan de compensación a largo plazo en metálico en periodo de evaluación

Las principales características del plan se resumen a continuación.

Programa de compensación a largo plazo	Periodo de evaluación	Periodo de liquidación	Número máximo de beneficiarios
NEOENERGIA 2023-2025 (1)	2023-2025	2026-2028	70
AVANGRID 2023-2025 (2)	2023-2025	2026-2028	125
2023-2025 I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES (3)	2023-2025	2026-2028	7

(1) Aprobación por la Asamblea General de Neoenergia en el ejercicio 2023.

(2) Aprobación por el Consejo de Administración de AVANGRID en el ejercicio 2023, bajo el ámbito del *Omnibus Plan*. El 23 de diciembre de 2024, AVANGRID deja de cotizar en la Bolsa de Nueva York, pasando a operar como una empresa no cotizada. En el contexto anterior, se cancela el plan en acciones siendo reemplazado por un plan en metálico, fijándose el precio por acción en 35,75 dólares.

(3) Aprobación por el Consejo de Administración de i-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES en el ejercicio 2024.

El epígrafe de “Gastos de Personal” del Estado consolidado del resultado correspondiente a los ejercicios 2025 y 2024 incluye 13,687 y 6,294 millones de euros, respectivamente.

Los parámetros de referencia para la evaluación global del desempeño durante el periodo de evaluación en los planes anteriores están relacionados con objetivos específicos en materia financiera, operativa y de sostenibilidad.

24. Instrumentos de capital con características de pasivo financiero

El Grupo IBERDROLA ha firmado varios contratos en Estados Unidos por los cuales ha incorporado a terceros como socios externos en algunos de sus parques eólicos, obteniendo a cambio una contraprestación en efectivo.

Las principales características de estos contratos son las siguientes:

- Independientemente del porcentaje en el capital social adquirido por los socios externos, el Grupo IBERDROLA mantiene el control y la gestión de los parques eólicos, por lo que figuran consolidados por integración global en estas Cuentas anuales consolidadas.
- Los socios externos obtienen el derecho a una parte sustancial de los beneficios y de los créditos fiscales que generan dichos parques hasta que obtienen una rentabilidad establecida al inicio del contrato.
- Los socios externos permanecen en el capital social de los parques eólicos hasta obtener la rentabilidad acordada.
- Una vez obtienen dicha rentabilidad, los socios externos suelen abandonar el capital de los parques, vendiendo asimismo el derecho a los beneficios y créditos fiscales que estos generan.
- El que los inversores ajenos al Grupo IBERDROLA obtengan su rentabilidad acordada depende del rendimiento económico de los parques. Si bien el Grupo IBERDROLA mantiene la obligación de operar y mantener eficientemente las instalaciones y tenerlas correctamente aseguradas, no asume ningún compromiso de entrega de efectivo a los socios externos más allá de la entrega de los mencionados beneficios y créditos fiscales.

El Grupo IBERDROLA, tras analizar el fondo económico de estos acuerdos, clasifica la contrapartida de la contraprestación recibida en el inicio de la transacción en los epígrafes “Instrumentos de capital no corrientes con características de pasivo financiero” e “Instrumentos de capital corrientes con características de pasivo financiero” del Estado consolidado de situación financiera. Con posterioridad, dicho epígrafe se valora a su coste amortizado.

El importe a 31 de diciembre de 2025 y 2024 devenga un tipo de interés medio en dólares estadounidenses del 7,95% y 7,66%, respectivamente.

El movimiento de este epígrafe del Estado consolidado de situación financiera en los ejercicios 2025 y 2024, expresado en millones de euros, ha sido el siguiente:

	2025	2024
Saldo inicial	**588**	**671**
Gastos financieros devengados en el ejercicio (Nota 44)	46	48
Pagos y otros	(196)	(186)
Diferencias de conversión	(74)	36
Altas	328	19
Saldo final	**692**	**588**

25. Subvenciones de capital

El movimiento de este epígrafe de los Estados consolidados de situación financiera durante los ejercicios 2025 y 2024, expresado en millones de euros, ha sido el siguiente (Nota 3.m):

	Subvenciones de capital	Apoyo a la inversión (Investment Tax Credits)	Total
Saldo a 01.01.2024	**237**	**899**	**1.136**
Adiciones	87	126	213
Bajas	(3)	0	(3)
Diferencias de conversión	3	56	59
Imputación a resultados (Nota 3.m)	(27)	(73)	(100)
Saldo a 31.12.2024	**297**	**1.008**	**1.305**
Adiciones	74	101	175
Bajas	(39)	0	(39)
Traspasos	2	0	2
Diferencias de conversión	(6)	(115)	(121)
Imputación a resultados (Nota 3.m)	(34)	(97)	(131)
Saldo a 31.12.2025	**294**	**897**	**1.191**

26. Instalaciones cedidas o financiadas por terceros

El movimiento de este epígrafe de los Estados consolidados de situación financiera durante los ejercicios 2025 y 2024, expresado en millones de euros, ha sido el siguiente (Nota 3.n):

	Instalaciones cedidas por terceros	Instalaciones financiadas por terceros	Total
Saldo a 01.01.2024	**2.835**	**3.186**	**6.021**
Adiciones	269	482	751
Bajas	(4)	(8)	(12)
Diferencias de conversión	35	125	160
Imputación a resultados (Nota 3.n)	(145)	(92)	(237)
Saldo a 31.12.2024	**2.990**	**3.693**	**6.683**
Adiciones	184	538	722
Bajas	(2)	(3)	(5)
Traspasos	8	(11)	(3)
Diferencias de conversión	(73)	(216)	(289)
Imputación a resultados (Nota 3.n)	(149)	(98)	(247)
Saldo a 31.12.2025	**2.958**	**3.903**	**6.861**

27. Provisiones para pensiones y obligaciones similares

El detalle de este epígrafe de los Estados consolidados de situación financiera, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024
Planes de prestación definida (España)	246	266
Gratificación por antigüedad y otras prestaciones a largo plazo (España)	45	44
Planes de prestación definida (Reino Unido)	41	95
Planes de prestación definida (Estados Unidos)	327	465
Planes de prestación definida (Brasil)	153	148
Planes de prestación definida y otras prestaciones a largo plazo (España y otros países)	32	42
Planes de reestructuración	194	264
Total	**1.038**	**1.324**

El Grupo IBERDROLA estima anualmente mediante estudios actuariales realizados por expertos independientes el importe de la obligación y de los pagos por pensiones y prestaciones similares a los que deberá hacer frente en el siguiente ejercicio, que son registrados como pasivos corrientes en el Estado consolidado de situación financiera.

27.a) Plan de prestación definida y otras prestaciones a largo plazo

España

Los principales compromisos mantenidos por el Grupo IBERDROLA en España con sus empleados complementarios a las prestaciones de la Seguridad Social son los siguientes:

- Al personal acogido al Convenio Colectivo de Iberdrola Grupo cuya jubilación se produjo con anterioridad al 9 de octubre de 1996 se le garantiza una prestación definida para la contingencia de jubilación, cuyo valor actuarial se encontraba exteriorizado en su totalidad a 31 de diciembre de 2025 y 2024.

  El Grupo IBERDROLA no asume ningún tipo de responsabilidad sobre este colectivo ni tiene derecho a ningún potencial exceso que los activos de este plan pudieran suponer sobre las prestaciones garantizadas.

- Asimismo, en referencia al personal en activo y al jubilado con posterioridad a 1996, acogido al Convenio Colectivo de Iberdrola Grupo y partícipe/beneficiario del Plan de Pensiones Iberdrola, sus prestaciones de riesgo (viudedad, invalidez permanente y orfandad de activo), que garantizan una prestación definida desde el momento de producirse, en su caso, el hecho causante, se han instrumentalizado a través de una póliza de seguros de carácter plurianual. La prestación garantizada se determina por la diferencia entre el valor actual actuarial en el momento de la contingencia de la prestación definida antes indicada y los derechos consolidados del partícipe en el momento de la tramitación del hecho causante, si éstos fuesen inferiores a aquel valor. El importe de la prima de la indicada póliza de seguros correspondiente a los ejercicios 2025 y 2024 figura registrado en el epígrafe “Gastos de personal” de los Estados consolidados del resultado por importe de 6 y 3 millones de euros, respectivamente.

- Adicionalmente, el Grupo IBERDROLA en España mantiene una provisión en cobertura de ciertos compromisos con sus empleados, distintos a los indicados anteriormente, cubiertos mediante fondos internos asociados a beneficios sociales, y que consisten, básicamente, en suministro, con un límite anual de consumo, de energía eléctrica a los empleados una vez que éstos se encuentran en situación de pasivo y otras prestaciones a largo plazo correspondientes, fundamentalmente, a la gratificación por antigüedad del personal en activo a los 10, 20 y 30 años de servicio.

Reino Unido

Los principales compromisos por pensiones mantenidos por el Grupo IBERDROLA en Reino Unido con sus empleados son los siguientes:

- Al personal procedente de SCOTTISH POWER cuya incorporación se produjo con anterioridad al 1 de abril de 2006 se le garantiza una prestación definida para la contingencia de jubilación en función de la empresa y la antigüedad del empleado:

  - *ScottishPower Pension Scheme (SPPS)*. Plan propio creado el 31 de marzo de 1990 para el personal protegido legalmente conforme a la *“Electricity Protected Act”* o protegidos por reglamento. En 1999 se crea la sección *“Final Salary Life Plan (FSLP)”* para nuevos entrantes. El 1 de abril de 2006 se cierra a nuevos entrantes.

- *Manweb Group of Electricity Supply Pension Scheme (Manweb)*. Plan sectorial creado el 1 de abril de 1983 dentro de *"The Electricity Supply Pension Scheme (the ESPS)"* (actualmente con 21 promotores) para el personal protegido legalmente conforme a la *"Electricity Protected Act"* o protegidos por reglamento. El 6 de abril de 1997 se cierra a nuevos entrantes.

- Asimismo, en referencia al personal en activo acogido a alguno de los mencionados planes de prestación definida, sus prestaciones de riesgo (fallecimiento, viudedad y orfandad), que garantizan una prestación definida desde el momento de producirse, en su caso, el hecho causante, se han instrumentalizado a través de una póliza de seguros de carácter plurianual. Se garantiza una prestación equivalente al valor actual actuarial de la prestación definida en el momento de la contingencia. En referencia al personal en activo acogido al plan de aportación definida, su prestación de riesgo se encuentra igualmente instrumentalizada a través de la póliza de seguros de carácter plurianual. Se garantiza una prestación igual a cuatro veces el salario del empleado.
- Se ha llevado a cabo la cobertura del riesgo de longevidad mediante la implantación de un *swap* de longevidad *("longevity swap")* para el personal pasivo (Plan SPPS en diciembre de 2014 y Plan Manweb en julio de 2016).
- Se han ofrecido capitales únicos a pensionistas y diferidos, reduciéndose el volumen de obligaciones en prestación definida.
- Se ha llevado a cabo un ejercicio de *"Pension Increase Exchange (PIE)"* en 2018 donde los partícipes del plan SPPS tuvieron la opción de canjear parte de su pensión creciente vinculada a la inflación por un importe inicial mayor, reduciéndose así obligación y el déficit de dicho plan.
- Se ha llevado a cabo en 2021 cambio de la revalorización de las prestaciones del colectivo de diferidos de la sección "*Final Salary Life Plan (FSLP)"* del plan SPPS, con la consiguiente reducción de obligaciones.

En marzo de 2025 se produjo la toma de control de ENW una vez que la autoridad de defensa de la competencia y los mercados del Reino Unido (*CMA*), completó la revisión de la operación (Nota 7).

- Al personal de ENW cuya incorporación se produjo con anterioridad al 1 de septiembre de 2006 se le garantiza una prestación definida para la contingencia de jubilación en función de la antigüedad del empleado:

  - *Electricity North West Group of the Electricity Supply Pension Scheme (ENW):* Plan sectorial creado el 20 de enero de 1983 dentro de *"The Electricity Supply Pension Scheme (the ESPS)"* (actualmente con 21 promotores) para el personal protegido legalmente conforme a la *"Electricity Protected Act"* o protegidos por reglamento.

- ENW había llevado a cabo diversas estrategias de mitigación de riesgos (*de-risking*) y cobertura (*hedging*):

    - En octubre de 2019 formalizó un acuerdo de *pensioner buy-in* con una compañía de seguros que cubría aproximadamente el 80% de los pasivos correspondientes a los pensionistas del plan en ese momento. Este activo de *buy-in* representa actualmente el 44,8% del total de los activos del Plan a 31 de diciembre de 2025. Esta operación tuvo el efecto de eliminar los riesgos de longevidad y de inversión asociados a los pasivos correspondientes a esta parte del colectivo.

    - En 2021 llevó a cabo un ejercicio de "*Pension Increase Exchange (PIE)".*

Estados Unidos

Los principales compromisos por pensiones mantenidos por Grupo IBERDROLA en Estados Unidos con sus empleados son los siguientes:

- El negocio de Redes dispone de varios planes empresariales de prestación definida, para empleados acogidos y fuera de convenio, donde la aportación es a cargo de la empresa, con prestaciones en función del salario, años de servicio y/o un "multiplicador" fijo. Con efectos 1 de enero de 2014, todos los planes empresariales de prestación definida están cerrados a nuevas entradas con excepción de *"The Berkshire Gas Company Pension Plan", "Connecticut Natural Gas Corporation Pension Plan",* y *"Southern Connecticut Gas Company Pension Plan for Salaried and Certain Other Employees"*. Estos planes quedaron cerrados a nuevas entradas con efectos 1 de enero de 2018. Por otro lado, con efectos 31 de diciembre 2020, se congelaron los servicios pasados para los partícipes acogidos a convenio del *"United Illuminating Company Pension Plan"*. Con efectos 30 de junio 2021 se congelaron los servicios pasados para los partícipes acogidos a convenio de *"The Southern Connecticut Gas Company Pension Plan"*. Adicionalmente, con efectos 31 de julio de 2021 se congelaron los servicios pasados para los partícipes de SCG acogidos a convenio de "*The Southern Connecticut Gas Company Pension Plan for Salaried and Certain Other Employees".*
- Con efectos 30 de junio de 2022, se congelaron los servicios pasados para los partícipes de "*CNG Pension Plan B*" y de los partícipes no acogidos a convenio de todos los planes de pensiones.
- Con efectos 31 de agosto de 2022 se congelaron los servicios pasados para los partícipes de RGE acogidos a convenio de "*NYSEG and RGE Pension Plan"*.
- Se produjeron varias fusiones de planes de pensiones con efectos 1 de enero de 2023 que redujeron el total de planes de pensiones de 12 a 7.
- Con efectos 31 de marzo de 2023 el "*CNG Retirement Pension Plan (Hartford Union)"* fue congelado.
- Con efectos 30 de julio de 2024 se congelaron los servicios pasados para los partícipes de "*The Berkshire Gas Company Pension Plan*".

- Con efectos 30 de septiembre de 2024 se congelaron los servicios pasados para los partícipes de "*NYSEG and RGE Pension Plan*".
- Se produjeron varias fusiones de planes de pensiones con efectos 1 de enero de 2025 que redujeron el total de planes de pensiones de 7 a 3.
- Con efectos 31 de julio de 2025 se congelaron los servicios pasados para los partícipes acogidos a convenio de "*CMP Pension Plan*".
- El negocio de Power (antes Renovables) dispone de un plan empresarial de prestación definida, donde la Empresa hace aportaciones, con prestaciones en función del salario y de los años de servicio. Los servicios pasados de este plan se congelaron con efectos 30 de abril de 2011.
- Asimismo, en referencia al personal en activo acogido a alguno de los mencionados planes de prestación definida, sus prestaciones de riesgo en caso de fallecimiento, que garantizan una prestación definida desde el momento de producirse, en su caso, el hecho causante, se han instrumentalizado a través de una póliza de seguros de carácter plurianual. Se garantiza una prestación al beneficiario que se determina como el valor actual actuarial en el momento de la contingencia del beneficio definido en el plan.
- Se han ofrecido capitales únicos a pensionistas y diferidos, reduciéndose el volumen de obligaciones en prestación definida.
- Adicionalmente tanto el negocio de Redes como Power (antes Renovables) disponen de planes de prestación definida para la contingencia de invalidez y salud postjubilación (se han introducido progresivamente a través de negociación HRAs, eliminación de reembolsos Medicare B y diferimiento).

Brasil

Con fecha 27 de abril de 2011, se produjo la toma de control de ELEKTRO por parte de Grupo IBERDROLA. Los empleados de ELEKTRO se encontraban acogidos a un plan de pensiones de prestación definida para la contingencia de jubilación.

Con fecha 24 de agosto de 2017, se produjo la toma de control de NEOENERGIA mediante la aportación de ELEKTRO. Los empleados de ELEKTRO, CELPE, COELBA y COSERN se encuentran acogidos a diferentes planes de prestación definida para la contingencia de jubilación. Los empleados de COELBA se encuentran acogidos además a un Plan de Salud posjubilación.

Con fecha 2 de marzo de 2021 se produjo la toma de control de CEB Distribuição . Tras la adquisición, CEB Distribuição ha pasado a denominarse Neoenergia Distribuição Brasília. La distribuidora Neoenergia Distribuição Brasília dispone de dos planes de prestación definida (uno de ellos congelado).

Los principales compromisos por pensiones mantenidos por Grupo IBERDROLA en Brasil con sus empleados son los siguientes:

- ELEKTRO, dispone de un plan de pensiones mixto (70% del salario como prestación definida y 30% como aportación definida).
- Las distribuidoras CELPE, COELBA y COSERN disponen de un plan de prestación definida.

- La distribuidora Neoenergia Distribuição Brasília dispone de dos planes de prestación definida.

Asimismo, en referencia al personal en activo acogido en el plan de prestación definida de ELEKTRO, sus prestaciones de riesgo (fallecimiento e invalidez) garantizan una prestación definida desde el momento de producirse.

En su caso, para el hecho causante, se ha instrumentalizado a través de una póliza de seguros de carácter plurianual. Se garantiza una prestación al beneficiario que se determina como el valor actual actuarial en el momento de la contingencia del beneficio definido en el plan.

En referencia al personal en activo acogido en los planes de aportación definida (AD CELPE, AD COELBA, AD COSERN, AD NÉOS), su prestación de riesgo (fallecimiento e invalidez) se encuentra igualmente instrumentalizada a través de póliza de seguros de carácter plurianual. Se garantiza una prestación equivalente, al empleado o su dependiente.

El valor de la prestación equivale al valor de las aportaciones futuras al plan hasta la edad teórica de jubilación.

Otros compromisos con empleados

Adicionalmente, determinadas sociedades del Grupo IBERDROLA mantienen una provisión en cobertura de ciertos compromisos con sus empleados, distintos a los indicados anteriormente, cubiertos mediante fondos internos de pensiones.

Los datos más significativos de los planes, expresados en millones de euros, son los siguientes:

	España		Reino Unido		Estados Unidos		Brasil [1]		Otros		Total	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Valor actual de la obligación	(291)	(310)	(4.305)	(3.624)	(2.100)	(2.454)	(644)	(630)	(32)	(42)	(7.372)	(7.060)
Valor razonable de los activos afectos	0	0	4.508	3.775	1.773	1.989	592	590	9	8	6.882	6.362
Activo neto / (Provisión neta)	**(291)**	**(310)**	**203**	**151**	**(327)**	**(465)**	**(52)**	**(40)**	**(23)**	**(34)**	**(490)**	**(698)**
Importes registrados en el Estado consolidado de situación financiera:												
Provisión para pensiones y obligaciones similares	(291)	(310)	(41)	(95)	(327)	(465)	(153)	(148)	(32)	(42)	(844)	(1.060)
Activo para pensiones y obligaciones similares (Nota 15.b)	0	0	244	246	0	0	3	4	9	8	256	258
Activo neto / (Provisión neta)	**(291)**	**(310)**	**203**	**151**	**(327)**	**(465)**	**(150)**	**(144)**	**(23)**	**(34)**	**(588)**	**(802)**

[1] A 31 de diciembre de 2025 y 2024 no se reconoce un superávit de 98 y 104 millones de euros, respectivamente, en aplicación de la normativa CINIIF 14: “NIC 19 – El límite de un activo por beneficios definidos, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su interacción”.

La duración media al final del ejercicio del pasivo por los compromisos de prestación definida anteriores es de:

Años	España		Reino Unido		Estados Unidos			Brasil		
	Tarifa eléctrica	Gratificación por antigüedad	SPW	ENW	AVANGRID POWER	UIL	AVANGRID NETWORKS	ELEKTRO	NEOENERGÍA	NEOENERGÍA BRASILIA
Duración media	15	7	13	12	11	10	9	10	8	8

El movimiento durante los ejercicios 2025 y 2024 de la provisión contabilizada para hacer frente a los compromisos indicados anteriormente, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	España						
	Tarifa eléctrica	Gratificación por antigüedad	Reino Unido	Estados Unidos	Brasil (1)	Otros	Total
Saldo a 01.01.2024	**306**	**43**	**3.729**	**2.571**	**912**	**36**	**7.597**
Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	0	0	0	0	0	0	**0**
Coste normal (Nota 40)	3	4	26	17	0	10	60
Coste por servicios pasados (Nota 40)	2	0	(35)	(26)	(2)	0	(61)
Otros costes con cargo a "Gastos de personal" (Nota 40)	0	0	0	0	0	(1)	(1)
Coste financiero (Nota 44)	9	1	162	115	70	1	358
Desviaciones actuariales							
A reservas	(37)	0	(226)	(135)	(131)	2	(527)
Aportaciones de los partícipes	0	0	6	0	1	0	7
Pagos	(17)	(4)	(199)	(233)	(76)	(5)	(534)
Diferencias de conversión	0	0	161	145	(144)	(1)	161
Saldo a 31.12.2024	**266**	**44**	**3.624**	**2.454**	**630**	**42**	**7.060**
Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	0	0	963	0	0	0	**963**
Coste normal (Nota 40)	3	4	27	12	0	2	48
Coste por servicios pasados (Nota 40)	(4)	0	1	(59)	(2)	0	(64)
Coste financiero (Nota 44)	9	1	213	113	70	1	407
Desviaciones actuariales							
A reservas	(13)	0	(53)	82	26	(2)	40
Aportaciones de los partícipes	0	0	7	0	1	0	8
Pagos	(15)	(4)	(271)	(227)	(72)	(3)	(592)
Clasificación como mantenido para la enajenación (Nota 18)	0	0	0	0	0	(7)	(7)
Diferencias de conversión	0	0	(206)	(275)	(9)	(1)	(491)
Saldo a 31.12.2025	**246**	**45**	**4.305**	**2.100**	**644**	**32**	**7.372**

(1) Como consecuencia del no reconocimiento del superávit, las desviaciones actuariales registradas contra reservas fueron corregidas al alza y a la baja en 2025 y 2024 por importes de 17 y 83 millones de euros, respectivamente, en aplicación de la normativa vigente CINIIF 14: "NIC 19 – El límite de un activo por beneficios definidos, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su interacción". Asimismo, en los ejercicios 2025 y 2024, y por el mismo concepto, se han corregido al alza los gastos financieros registrados por importe de 12 y 4 millones de euros, respectivamente.

Los cambios en el valor razonable de los activos afectos los planes en los ejercicios 2025 y 2024, expresados en millones de euros, son los siguientes:

	Reino Unido	Estados Unidos	Brasil	Otros	Total
Valor razonable a 01.01.2024	**3.871**	**2.026**	**730**	**10**	**6.637**
Revalorización (Nota 44)	173	91	58	0	322
Desviaciones actuariales registradas contra reservas	(361)	(51)	(17)	0	(429)
Aportaciones de la empresa	116	40	19	0	175
Aportaciones de los partícipes	6	0	1	0	7
Cobros	(199)	(233)	(76)	(2)	(510)
Diferencias de conversión	169	116	(125)	0	160
Valor razonable a 31.12.2024	**3.775**	**1.989**	**590**	**8**	**6.362**
Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	1.014	0	0	0	1.014
Revalorización (Nota 44)	225	94	66	0	385
Desviaciones actuariales registradas contra reservas	(94)	95	(2)	0	(1)
Aportaciones de la empresa	66	49	18	0	133
Aportaciones de los partícipes	7	0	1	0	8
Cobros	(271)	(227)	(72)	1	(569)
Diferencias de conversión	(214)	(227)	(9)	0	(450)
Valor razonable a 31.12.2025	**4.508**	**1.773**	**592**	**9**	**6.882**

Las principales hipótesis utilizadas en los estudios actuariales realizados para determinar la provisión necesaria a 31 de diciembre de 2025 y 2024 para hacer frente a las obligaciones mencionadas son las siguientes:

2025	Tasa de descuento	Crecimiento salarial	Precio kWh (euros)	Inflación	Tablas de supervivencia	Coste Salud Pre-Medicare/ medicare
España						
Tarifa eléctrica (1)	4,21 %		2026 0,15866; 2027 0,15649; 2028 0,15885; 2029 0,15446; 2030:0,16284 […]		PER 2020	
Gratificación por antigüedad (1)	3,55 %	1,00 %			PER 2020	
Reino Unido						
SPW	5,35 %	2,97 %		2,97 %	SPPS Previo jubilación/Posterior jubilación Hombres: 100% S4NMA / 111% - 108% S4PMA (no pensionista - pensionista) CMI2024 (H=0,75 1,25% improvement rate) Mujeres: 100% S4NFA / 111% - 118% S4PFA (no pensionistas - pensionistas) CMI2024 (H=0,75 1,25% improvement rate) Manweb Previo jubilación/Posterior jubilación Hombres: 100% S4NMA / 106% - 106% S4PMA (no pensionista - pensionista) CMI2024 (H=0,75 1,25% improvement rate) Mujeres: 100% S4NFA / 102% - 106% S4PFA (no pensionistas - pensionistas) CMI2024 (H=0,75 1,25% improvement rate)	

2025	Tasa de descuento	Crecimiento salarial	Precio kWh (euros)	Inflación	Tablas de supervivencia	Coste Salud Pre-Medicare/ medicare
ENW	5,32 %	3,76% (2025,2026) 2,66% (posteriores)		2,96 %	Previo jubilación/Posterior jubilación Hombres: 100% AMC00 / 104% - 106% S4PMA_M (no pensionista - pensionista) CMI2024 (H=0,75 1,25% improvement rate) Mujeres: 100% AFC00 / 108% - 105% S4PFA _M (no pensionistas - pensionistas) CMI2024 (H=0,75 1,25% improvement rate)	
Estados Unidos						
AVANGRID POWER	5,14 %	n.a.		2,00 %	Pri-2012 Fully Generational Projection usando Scale MP 2021	n.a.
UIL	5,02 %	n.a.		2,00 %	Pri-2012 Fully Generational Projection usando Scale MP 2021	Función del ejercicio RX: 8,40%(pre-65)/10,10% (post-65) (2026) disminuyendo a 4,50% (2039y ss.) /4,50% (2039 y ss.)
AVANGRID NETWORKS	4,89 %	Tasas planas específicas (Union). N.A para non-union		2,00 %	Pri-2012 Fully Generational Projection usando Scale MP 2021	Función del ejercicio RX: 8,40%(pre-65)/10,10% (post-65) (2026) disminuyendo a 4,50% (2039 y ss.) /4,50% (2039 y ss.)
Brasil						
ELEKTRO	10,61 %	3,66 %		3,25 %	AT - 2000 masculina - 10%	
NEOENERGIA						
Celpe BD	10,82 %	4,28 %		3,25 %	AT-2000 masculina & femenina	
Coelba BD	10,83 %	n.a.		3,25 %	BR-EMSsb 2015 masculina & femenina -15%	
Coelba Plan As. Médica	10,67 %	n.a.		3,25 %	AT-2000 Basic	
Cosern BD	11,04 %	n.a.		3,25 %	AT - 2000 masculina & femenina	
NEOENERGIA BRASILIA						
CEB BD	10,63 %	n.a.		3,25 %	AT - 2000 masculina & femenina -10%	
CEB Saldado	10,70 %	n.a.		3,25 %	AT - 2000 masculina & femenina -10%	

2024	Tasa de descuento	Crecimiento salarial	Precio kWh (euros)	Inflación	Tablas de supervivencia	Coste Salud Pre-Medicare/ medicare
España						
Tarifa eléctrica (1)	3,58 %		2025 0,14328; 2026 0,17290; 2027 0,15935; 2028 0,15618; 2029:0,15361 […]		PER 2020	
Gratificación por antigüedad (1)	3,19 %	1,00 %			PER 2020	
Reino Unido	5,11 %	3,19 %		3,19 %	SPPS Previo jubilación/Posterior jubilación Hombres: 100% S4NMA / 111% - 108% S4PMA (no pensionista - pensionista) CMI2023 (1,25% improvement rate) Mujeres: 100% S4NFA / 111% - 118% S4PFA (no pensionistas - pensionistas) CMI2023 (1,25% improvement rate) Manweb Previo jubilación/Posterior jubilación Hombres: 100% S4NMA / 106% - 106% S4PMA (no pensionista - pensionista) CMI2023 (1,25% improvement rate) Mujeres: 100% S4NFA / 102% - 106% S4PFA (no pensionistas - pensionistas) CMI2023 (1,25% improvement rate)	
Estados Unidos						
AVANGRID POWER	5,52 %	n.a.		2,00 %	Pri-2012 Fully Generational Projection usando Scale MP 2021	n.a.

2024	Tasa de descuento	Crecimiento salarial	Precio kWh (euros)	Inflación	Tablas de supervivencia	Coste Salud Pre-Medicare/ medicare
UIL	5,41 %	Tasas planas específicas (Union). N.A para non-union		2,00 %	Pri-2012 Fully Generational Projection usando Scale MP 2021	Función del ejercicio RX: 8,90%(pre-65)/10,60% (post-65) (2025) disminuyendo a 4,50% (2039y ss.) /4,50% (2039 y ss.)
AVANGRID NETWORKS	5,32 %	Tasas planas específicas (Union). N.A para non-union		2,00 %	Pri-2012 Fully Generational Projection usando Scale MP 2021	Función del ejercicio RX: 8,90%(pre-65)/10,60% (post-65) (2025) disminuyendo a 4,50% (2039 y ss.) /4,50% (2039 y ss.)
Brasil						
ELEKTRO	11,30 %	4,10 %		3,25 %	AT - 2000 masculina - 10%	
NEOENERGIA						
Celpe BD	11,30 %	4,09 %		3,25 %	AT-2000 masculina & femenina	
Coelba BD	11,30 %	n.a.		3,25 %	AT - 2000 masculina & femenina -20%	
Coelba Plan As. Médica	11,51 %	n.a.		3,25 %	AT-2000 Basic	
Cosern BD	11,30 %	n.a.		3,25 %	AT - 2000 masculina & femenina	
NEOENERGIA BRASILIA						
CEB BD	11,30 %	n.a.		3,25 %	AT - 2000 masculina & femenina -10%	
CEB Saldado	11,30 %	n.a.		3,25 %	AT - 2000 masculina & femenina -10%	

(1) En ambos casos la edad de jubilación ha sido establecida conforme a la Ley 27/2011, de 1 de agosto, sobre actualización, adecuación y modernización del sistema de la Seguridad Social, considerando el incremento gradual de la edad de jubilación de acuerdo con la ley.

Las cifras más relevantes correspondientes a estos compromisos en los últimos años, expresadas en millones de euros, son las siguientes:

	2025	2024	2023	2022	2021
España					
Valor actual de la obligación	(291)	(310)	(349)	(299)	(424)
Valor razonable de los activos afectos	0	0	0	0	0
Activo neto / (Provisión neta)	(291)	(310)	(349)	(299)	(424)
Ajustes por experiencia en los pasivos del plan	4	13	6	27	(8)
Ajustes por experiencia en los activos del plan	0	0	0	0	0
Reino Unido - SPW					
Valor actual de la obligación	(3.383)	(3.624)	(3.729)	(3.621)	(5.931)
Valor razonable de los activos afectos	3.541	3.775	3.871	3.893	6.118
Activo neto / (Provisión neta)	158	151	142	272	187
Ajustes por experiencia en los pasivos del plan	(77)	(51)	(145)	(253)	114
Ajustes por experiencia en los activos del plan	(88)	(361)	(192)	(1.991)	161
Reino Unido - ENW					
Valor actual de la obligación	(922)	0	0	0	0
Valor razonable de los activos afectos	967	0	0	0	0
Activo neto / (Provisión neta)	45	0	0	0	0
Ajustes por experiencia en los pasivos del plan	(31)	0	0	0	0
Ajustes por experiencia en los activos del plan	(6)	0	0	0	0
Estados Unidos					
Valor actual de la obligación	(2.100)	(2.454)	(2.571)	(2.621)	(3.505)
Valor razonable de los activos afectos	1.773	1.989	2.026	2.107	2.836
Activo neto / (Provisión neta)	(327)	(465)	(545)	(514)	(669)
Ajustes por experiencia en los pasivos del plan	(17)	(16)	(24)	64	(20)
Ajustes por experiencia en los activos del plan	95	(51)	97	(676)	150
ELEKTRO					
Valor actual de la obligación	(245)	(243)	(366)	(327)	(285)
Valor razonable de los activos afectos	298	288	343	323	278
Activo neto / (Provisión neta)	53	45	(23)	(4)	(7)
Ajustes por experiencia en los pasivos del plan	10	(2)	14	(10)	(42)
Ajustes por experiencia en los activos del plan	3	(2)	0	(1)	(1)
NEOENERGIA					
Valor actual de la obligación	(335)	(325)	(454)	(386)	(329)
Valor razonable de los activos afectos	227	234	300	268	240
Activo neto / (Provisión neta)	(108)	(91)	(154)	(118)	(89)
Ajustes por experiencia en los pasivos del plan	(4)	(36)	(43)	(52)	1
Ajustes por experiencia en los activos del plan	(4)	(11)	25	(6)	(30)

	2025	2024	2023	2022	2021
NEOENERGIA BRASILIA					
Valor actual de la obligación	(64)	(62)	(92)	(81)	(78)
Valor razonable de los activos afectos	68	68	87	80	73
Activo neto / (Provisión neta)	4	6	(5)	(1)	(5)
Ajustes por experiencia en los pasivos del plan	0	(2)	(1)	(5)	(8)
Ajustes por experiencia en los activos del plan	(1)	(4)	4	(2)	(4)

La sensibilidad a 31 de diciembre de 2025 del valor actual de la obligación de estos compromisos a la variación de diversas variables es la siguiente:

Incremento / decremento	España		Reino Unido		Estados Unidos	Brasil		
	Tarifa eléctrica	Gratificación por antigüedad	SPW	ENW		ELEKTRO	NEOENERGIA	NEOENERGIA BRASILIA
Tasa de descuento (puntos básicos)								
10	(2,97)	(0,30)	(41,03)	(9,86)	(17,90)	(2,10)	(2,24)	(0,48)
(10)	3,03	0,30	41,94	10,08	18,18	2,48	2,40	0,52
Inflación (puntos básicos)								
10	0	0	31,86	6,53	0	0	0	0
(10)	0	0	(29,11)	(6,42)	0	0	0	0
Crecimiento salarial (puntos básicos)								
10	0	0,33	0	0	0,03	0	0	0
(10)	0	(0,32)	0	0	(0,02)	0	0	0
Tablas de supervivencia (años)								
1	0	0	118,50	35,87	90,98	0	0	0
Coste por salud (puntos básicos)								
25	0	0	0	0	0,29	0	0	0
(25)	0	0	0	0	(0,28)	0	0	0
Crecimiento precio kWh (puntos básicos)								
10	3,31	0	0	0	0	0	0	0
(10)	(3,14)	0	0	0	0	0	0	0

Categorías de los activos

Las principales categorías de los activos de los distintos planes como porcentaje total sobre los activos de cada plan a cierre de cada ejercicio son las que se indican a continuación:

2025	Renta variable	Renta fija	Efectivo y otros medios equivalentes	Otros
Reino Unido - SPW	—%	43%	12%	45%
Reino Unido - ENW	11%	43%	1%	45%
Estados Unidos	26%	63%	2%	9%
ELEKTRO	—%	95%	—%	5%
NEOENERGIA	—%	99%	—%	1%
NEOENERGIA BRASILIA	1%	90%	—%	9%

2024	Renta variable	Renta fija	Efectivo y otros medios equivalentes	Otros
Reino Unido - SPW	—%	44%	14%	42%
Estados Unidos	26%	63%	2%	9%
ELEKTRO	10%	85%	—%	5%
NEOENERGIA	1%	98%	—%	1%
NEOENERGIA BRASILIA	3%	88%	—%	9%

Los activos afectos a todos estos planes no incluyen instrumentos emitidos por el Grupo IBERDROLA ni ningún tipo de activo tangible o intangible.

Asimismo, el detalle del nivel de liquidez al que pertenecen los activos afectos a los planes valorados a su valor razonable, expresado en miles de euros, es revisado por un tercero independiente, siendo el siguiente:

	Valor a 31.12.2025	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Reino Unido - SPW	3.541	30	2.368	1.143
Reino Unido - ENW	967	2	247	718
AVANGRID	1.773	336	1.371	66
ELEKTRO	297	282	0	15
NEOENERGIA	227	0	224	3
NEOENERGIA BRASILIA	68	0	61	7
Total	**6.873**	**650**	**4.271**	**1.952**

	Valor a 31.12.2024	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Reino Unido	3.775	553	1.939	1.283
AVANGRID	1.989	370	1.527	92
ELEKTRO	288	245	28	15
NEOENERGIA	234	0	229	5
NEOENERGIA BRASILIA	68	0	62	6
Total	**6.354**	**1.168**	**3.785**	**1.401**

La distribución estratégica de las inversiones de los planes de pensiones se soporta en estudios periódicos de *Asset Liability Management* específicos para cada uno de los planes, lo que garantiza el macheo entre la política de *funding* y el tiempo esperado para lograr la financiación completa del compromiso conforme a los flujos derivados de los mismos, proporcionando dichos estudios la sensibilidad a diferentes tasas de retorno esperada de los activos y de descuento de las obligaciones. Por otro lado, se garantiza que la financiación de los planes es adecuada al tiempo de recuperación de los flujos de caja regulados. Asimismo, existen reglas prudenciales de inversión en materia de pensiones en el ámbito del Grupo.

En relación con la gestión de los activos a nivel global, progresivamente se ha migrado a gestión pasiva, se han cubierto las prestaciones de fallecimiento e invalidez de los planes de pensiones a través de pólizas de seguro y se han cualificado a través de un tercero independiente las entidades gestoras y los activos de inversión con la consiguiente reducción de las inversiones con menor liquidez. Adicionalmente, en Reino Unido se ha cubierto el riesgo de longevidad mediante *swaps* y se ha cubierto parcialmente el riesgo de inflación.

Acuerdos planes de pensiones de prestación definida en el Grupo

Reino Unido

Los planes están aprobados por HMRC y sujetos a la legislación de pensiones y fiscal de Reino Unido. Los planes de prestación definida están sujetos a los requerimientos de financiación establecidos en la sección 224 de la Ley de Pensiones de 2004. De acuerdo con lo requerido, se realiza una valoración actuarial de *funding* cada tres años para determinar el nivel adecuado para ambos, las aportaciones en curso tanto para el servicio futuro y el plan de recuperación en relación con el déficit existente en la fecha de valoración. Estas valoraciones actuariales estarán basadas en hipótesis acordadas entre los *Trustees* y la Compañía. Las hipótesis usadas para calcular las obligaciones (o provisiones técnicas) en una valoración trienal de *funding* puede diferir de las valoraciones de cierre bajo NIC 19 “Beneficios a empleados”. Se requiere a los *Trustees* que establezcan un set de hipótesis prudentemente (sin nivel de riesgo), mientras que las hipótesis de valoración bajo NIC 19 se establecen con respecto a la mejor estimación de la Compañía. Adicionalmente, la tasa de descuento usada para valorar la provisión técnica en la valoración trienal tendrá en cuenta la estrategia de inversión, en vez de estar basada en la curva de bonos corporativos AA como requiere NIC 19.

Plan	ScottishPower Pension Scheme ("SPPS")	Manweb Group of Electricity Supply Pension Scheme ("Manweb")	Electricity North West Group of the Electricity Supply Pension Scheme ("ENW")
Cómo se determinan las aportaciones de la Compañía	Acuerdo entre los Trustees y la Compañía conforme a valoración actuarial (última valoración 31 marzo 2024)	Acuerdo entre los Trustees y la Compañía conforme a valoración actuarial (última valoración 31 marzo 2024)	Acuerdo entre los Trustees y la Compañía conforme a valoración actuarial (última valoración 31 marzo 2022)
Aportaciones actuales de la Compañía (% del salario)	— %	52,9% (enero a abril) 24,1% (mayo a diciembre)	38,2 %
Aportaciones adicionales 2025 (millones de euros)	Ninguna	58	Ninguna
Aportaciones adicionales esperadas en 2026 (millones de euros)	Ninguna	36	Ninguna

Los ejercicios de valoración trienal de *funding* a 31 de marzo de 2024 para SPPS y Manweb fueron completados durante el período:

- Para SPPS como consecuencia de la mejora en su posición de financiación, en diciembre de 2024 ya se acordó con el *Trustee* un nuevo calendario temporal de aportaciones, suspendiendo las aportaciones de la empresa a partir del 1 de enero de 2025 en relación con los gastos del plan y la acumulación futura de prestaciones de los empleados en activo.

  El ejercicio de valoración trienal a 31 de marzo de 2024 se completó el 31 de marzo de 2025, confirmando que SPPS estaba totalmente financiado según la medida de las provisiones técnicas y, en consecuencia, no se requerían aportaciones al déficit por parte de la compañía. Las provisiones técnicas también incorporaban reservas para gastos y acreditación de servicios futuros, por lo que no se requieren aportaciones adicionales de la compañía, siempre que el plan continúe adecuadamente financiado (será verificado por el actuario del plan con periodicidad semestral).

- Para Manweb, el ejercicio de valoración trienal se completó el 30 de abril de 2025, confirmándose un pequeño déficit de financiación según la medida de las provisiones técnicas. La compañía y el *Trustee* acordaron mantener las aportaciones anuales de reducción de déficit en los niveles existentes hasta el 31 de marzo de 2028, pero con un mecanismo que permite suspender dichas aportaciones antes de esa fecha en caso de que el plan alcance la plena financiación durante el periodo intermedio (que será verificado por el actuario del plan con periodicidad semestral).

Las aportaciones correspondientes a los servicios futuros se redujeron significativamente respecto a los niveles anteriores (del 52,9% al 24,1% del salario pensionable), debido a cambios en las condiciones de mercado. Las provisiones técnicas también incorporaban una reserva para gastos, lo que implica que no se requieren aportaciones adicionales por parte de la compañía para cubrir los costes de funcionamiento del plan.

A 30 de septiembre de 2025, la actualización de financiación realizada por el actuario del plan mostró un déficit de 36 millones de euros (medida provisiones técnicas). En consecuencia, y de acuerdo con los umbrales acordados con el Trustee en la valoración de financiación a 31 de marzo de 2024, en enero 2026 se ha efectuado una aportación íntegra para reducción del déficit por importe de 32 millones de euros.

Para ENW, la última valoración de *funding* llevada a cabo fue con efectos 31 de marzo de 2022 y reveló un déficit de financiación según la medida de las provisiones técnicas. Para eliminarlo, la compañía y el *Trustee* acordaron la realización de aportaciones desde marzo de 2022 hasta marzo de 2023. No fueron requeridas aportaciones adicionales después de dicha fecha al menos hasta la siguiente valoración trianual. Desde esta valoración de *funding* se ha producido una mejora significativa en el nivel de financiación.

Actualmente en curso la negociación de valoración trienal de *funding* con efectos 31 de marzo de 2025 con el *Trustee*. Los resultados preliminares han revelado que el plan se mantiene plenamente financiado. En consecuencia, no se requerirán aportaciones al déficit por parte de la compañía.

Estados Unidos

A efectos de *funding* en Estados Unidos, en 2025 todos los planes de pensiones de prestación definida están por encima del 80% y a día de hoy no hay que realizar aportaciones adicionales. El nivel de *funding* de cada fondo se calcula en función de hipótesis establecidas/negociadas por el Regulador - distintas de las hipótesis contables.

Brasil

Los planes de pensiones de prestación definida están sujetos a la legislación de pensiones y fiscal de Brasil. Los planes de prestación definida están sujetos a los requerimientos de financiación establecidos en la normativa local. De acuerdo a la misma, si tras realizar la valoración actuarial existe déficit por encima del nivel que establece se elabora el correspondiente plan de *funding*. En particular:

Neoenergia Brasilia: Tras el congelamiento y cierre a nuevos entrantes de los planes de Neoenergia Brasilia, las deudas existentes de los años 2016, 2017, 2018 y el déficit del plan de prestación definida de responsabilidad del promotor fueron consolidados en un único contrato de deuda. Éste es actualizado por la inflación (índice INPC-IBGE) y tasa equivalente a 5% al año aplicados mensualmente. La deuda será amortizada en julio de 2038. A 31 de diciembre de 2025 y 2024, el importe de este contrato de deuda es de 12,2 y 13,4 millones de euros, respectivamente.

Aportaciones corrientes esperadas 2026 planes de pensiones de prestación definida en el Grupo, expresadas en millones de euros

	Aportaciones esperadas 2026
Reino Unido	13
Estados Unidos	46
Brasil	6

27.b) Planes de aportación definida

España

El personal en activo en plantilla de Iberdrola Grupo y el personal jubilado con posterioridad al 9 de octubre de 1996, partícipes del plan de pensiones con promotores conjuntos de Iberdrola Grupo, se encuentran acogidos a un sistema de pensiones de modalidad de empleo, de aportación definida e independiente de la Seguridad Social, para la contingencia de jubilación.

La aportación periódica a realizar de acuerdo con dicho sistema y con el vigente Convenio Colectivo de IBERDROLA se calcula como un porcentaje del salario pensionable anual de cada trabajador, salvo para los incorporados después del 9 de octubre de 1996, en cuyo caso la relación contributiva es del 75% a cargo de la empresa y del 25% a cargo del trabajador, y para los incorporados con posterioridad al 20 de julio de 2015, en los que la empresa aporta 1/3 de la contribución total, siempre y cuando el trabajador aporte los 2/3 restantes, hasta la fecha en la que entre a formar parte del Salario Base de Calificación (SBC), momento en que se les aplicará el mismo criterio que a los incorporados con posterioridad al 9 de octubre de 1996. La Sociedad financia estas aportaciones para todos sus empleados en activo.

Reino Unido

ScottishPower dispone de un esquema de plan de pensiones como un porcentaje del salario pensionable anual de cada trabajador. Dicho esquema es opcional para el empleado y es cofinanciado entre empresa y empleado:

Según nivel elegido	Empleado	Empresa	Total
“Gold”	5%	10%	15%
“Silver”	4%	8%	12%
“Bronze”	3%	6%	9%

Electricity North West dispone de un esquema de plan de pensiones como un porcentaje del salario pensionable anual de cada trabajador. Dicho esquema es opcional para el empleado y es cofinanciado entre empresa y empleado:

Según nivel elegido	Empleado	Empresa	Total
	3%	6%	9%
	4%	7%	11%
	5%	9%	14%
	6%	11%	17%
	7%	13%	20 %

Estados Unidos

Tanto en el negocio de Redes como en el negocio de Renovables dispone de planes empresariales de aportación definida ("401(k)") con operativa distinta y separada, para empleados acogidos y fuera de convenio.

Con efectos 2 de agosto de 2021, los planes 401(k) para empleados de convenio se fusionaron en el nuevo "Avangrid 401(k) Plan". Adicionalmente, con efectividad 1 de julio de 2022, solo existe una fórmula de aportación de la compañía para empleados fuera de convenio: 150% del 8%.

El "Avangrid Union 401(k) Plan" tiene diferentes fórmulas de *matching* según negociación. Los empleados pueden hacer aportaciones de salario bruto y de salario neto como un porcentaje de su compensación pensionable, hasta el 75%. Prácticamente la totalidad de la plantilla es elegible a participar en un plan 401(k). A 30 de diciembre de 2022, el "Avangrid Non-Union 401(k) Plan" se fusionó con el "Avangrid Union 401 (k) Plan", siendo renombrado como "Avangrid 401 (k) Plan". Con efectos 1 de enero de 2023, los empleados pueden hacer aportaciones del salario después de impuestos de manera adicional a las de salario bruto y de salario neto.

Brasil

El Grupo Neoenergia dispone de planes de aportación definida. En proceso de migración a un único plan de aportación definida (Neos), elegible para todos los empleados que formen parte de cualquiera de las empresas del Grupo con la siguiente fórmula de aportación: 2,75% hasta un nivel de salario más 9,5% de lo que exceda.

Adicionalmente, se muestra el detalle de las aportaciones realizadas para los empleados en los ejercicios 2025 y 2024, que figuran contabilizadas en el epígrafe "Gastos de personal" del Estado consolidado del resultado.

Planes de aportación definida	2025	2024
España	25	25
Reino Unido	49	30
Estados Unidos	102	94
Brasil	13	13
Otros	0	2
Total	**189**	**164**

27.c) Planes de reestructuración

El Grupo IBERDROLA, tras el interés mostrado por algunos de sus trabajadores en solicitar el régimen de prejubilación, les ha ofrecido diferentes planes de extinción de mutuo acuerdo de la relación laboral que los vinculaba, realizando un proceso de contratos individuales de desvinculación en España. Las provisiones existentes por dicho concepto a 31 de diciembre de 2025 y 2024, expresadas en millones de euros, corresponden a los siguientes planes de reestructuración:

	31.12.2025		31.12.2024	
	Provisión	Nº de contratos individuales	Provisión	Nº de contratos individuales
Plan de reestructuración 2014	0	1	0	4
Plan de reestructuración 2015	0	0	0	1
Plan de reestructuración 2016	0	1	0	1
Plan de reestructuración 2017	1	25	4	57
Plan de reestructuración 2019	1	13	2	37
Plan de reestructuración 2020	6	84	13	109
Plan de reestructuración 2021	21	146	33	179
Plan de reestructuración 2023	81	318	105	335
Plan de reestructuración 2024	81	207	102	254
Total	**191**	**795**	**259**	**977**

Adicionalmente, se mantienen provisiones a 31 de diciembre de 2025 y 2024 para hacer frente a los compromisos por este concepto fuera de España y en la filial Iberdrola Ingeniería y Construcción, S.A.U. (IIC) por importe de 3 y 5 millones de euros, respectivamente.

Las actualizaciones financieras de las provisiones se registran con cargo al epígrafe “Gasto financiero” del Estado consolidado del resultado.

El movimiento durante los ejercicios 2025 y 2024 de la provisión contabilizada para hacer frente a estos compromisos, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	2025	2024
Saldo inicial	**264**	**206**
Dotación (Nota 40)	0	104
Coste financiero	7	6
Desviaciones actuariales y otros a resultados	(17)	5
Pagos	(60)	(57)
Saldo final	**194**	**264**

Las principales hipótesis utilizadas en los estudios actuariales realizados para determinar la provisión necesaria a 31 de diciembre de 2025 y 2024 para hacer frente a las obligaciones del Grupo en relación con los mencionados planes de reestructuración son las siguientes:

	2025		2024	
	Tasa de descuento	Inflación	Tasa de descuento	Inflación
Planes de reestructuración	2,65%-2,83%	1,00% / 0,70%	3,01%-3,17%	1,00% / 0,70%

28. Otras provisiones

El movimiento y composición del epígrafe “Otras provisiones” del pasivo del Estado consolidado de situación financiera durante los ejercicios 2025 y 2024, expresado en millones de euros, se muestra a continuación:

	Provisiones para litigios, indemnizaciones y similares	Provisión por emisiones de CO_2	Provisión por costes de cierre de las instalaciones (Notas 3.q y 5)	Otras provisiones	Total
Saldo a 01.01.2024	**897**	**610**	**2.154**	**299**	**3.960**
Dotaciones o reversiones con cargo/abono a activos no corrientes (Nota 3.q)	54	0	175	4	233
Dotaciones por actualización financiera (Nota 44)	52	0	81	1	134
Dotaciones con cargo al resultado del ejercicio	113	592	3	68	776
Reversión por exceso	(64)	(2)	(9)	(16)	(91)
Diferencias de conversión	(56)	14	34	3	(5)
Traspasos	(1)	0	0	(3)	(4)
Pagos efectuados y otros	(141)	0	(12)	(21)	(174)
Entrega de derechos de emisión y certificados verdes	0	(734)	0	0	(734)
Saldo a 31.12.2024	**854**	**480**	**2.426**	**335**	**4.095**
Dotaciones o reversiones con cargo/abono a activos no corrientes (Nota 3.q)	28	0	35	7	70
Dotaciones por actualización financiera (Nota 44)	45	0	83	3	131
Dotaciones con cargo al resultado del ejercicio	87	583	1	76	747
Reversión por exceso	(16)	(4)	(12)	(13)	(45)
Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	5	0	0	0	5
Diferencias de conversión	(26)	(13)	(75)	(33)	(147)
Traspasos	(4)	0	0	(1)	(5)
Pagos efectuados y otros	(135)	0	(21)	(13)	(169)
Clasificación como mantenido para su enajenación (Nota 18)	(1)	(4)	(106)	(5)	(116)
Entrega de derechos de emisión y certificados verdes	0	(572)	0	0	(572)
Saldo a 31.12.2025	**837**	**470**	**2.331**	**356**	**3.994**

El Grupo IBERDROLA mantiene provisiones para hacer frente a responsabilidades nacidas de litigios en curso y por indemnizaciones, así como por obligaciones, avales u otras garantías similares y otras constituidas en cobertura de riesgos medioambientales; estas últimas han sido determinadas mediante la realización de un análisis individualizado de la situación de los activos contaminados y del coste necesario para su descontaminación.

Asimismo, el Grupo IBERDROLA mantiene provisiones para hacer frente a una serie de costes necesarios para acometer los trabajos de desmantelamiento de sus centrales nucleares y térmicas y de sus parques eólicos, así como de otras instalaciones.

El cálculo del coste derivado de las obligaciones de desmantelamiento se revisa periódicamente para incorporar a las estimaciones de costes futuros la experiencia de los desmantelamientos efectuados o para incorporar nuevos requerimientos legales o regulatorios.

El desglose de la provisión por cierre de instalaciones, expresado en millones de euros, es como sigue:

	31.12.2025	31.12.2024
Centrales nucleares	606	603
Parques eólicos	1.243	1.319
Centrales fotovoltaicas	301	284
Centrales de ciclo combinado	78	103
Centrales térmicas	37	42
Otras instalaciones	54	61
Activo por derecho de uso	12	14
Total	**2.331**	**2.426**

El importe relativo a centrales nucleares cubre los costes en que el operador de las plantas incurrirá desde el final de su vida útil hasta que ENRESA (Nota 3.q) se haga cargo de ellas.

Las tasas de descuento (rango mínimo y máximo) antes de impuestos de los principales países en los que opera el Grupo IBERDROLA utilizadas en la actualización financiera de las provisiones son las siguientes:

País	Moneda	Tasa de descuento 2025		Tasa de descuento 2024	
		5 años	30 años	5 años	30 años
España	Euro	2,65 %	4,30 %	2,47 %	3,69 %
Reino Unido	Libra esterlina	4,01 %	5,39 %	4,16 %	5,07 %
Estados Unidos	Dólar estadounidense	3,70 %	4,97 %	4,20 %	4,56 %

La estimación de las fechas en las que el Grupo IBERDROLA considera que deberá hacer frente a los pagos relacionados con las provisiones, expresadas en millones de euros, incluidas en este epígrafe del Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2025 es la siguiente:

2026	737
2027	270
2028	155
2029 y posteriores	2.832
Total	**3.994**

29. Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables

La deuda con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables pendiente de amortización, clasificada considerando las correspondientes coberturas de tipo de cambio, expresada en millones de euros, a 31 de diciembre de 2025 y 2024 y sus vencimientos son los siguientes:

		Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables a 31 de diciembre de 2025 con vencimiento a						
		Corto plazo	Largo plazo					
	Saldo a 31.12.2025 (*)	2026	2027	2028	2029	2030	2031 y siguientes	Total largo plazo
En euros								
Obligaciones y bonos	11.032	1.728	731	1.621	296	494	6.162	9.304
Pagarés	3.629	3.629	0	0	0	0	0	0
Préstamos y utilizaciones de lineas de crédito	8.403	1.106	1.064	932	1.984	821	2.496	7.297
Resto de operaciones de financiación	1.179	1.179	0	0	0	0	0	0
Intereses devengados no pagados	178	178	0	0	0	0	0	0
	24.421	**7.820**	**1.795**	**2.553**	**2.280**	**1.315**	**8.658**	**16.601**
En moneda extranjera								
Dólares estadounidenses (**)	12.983	1.787	974	666	913	1.031	7.612	11.196
Libras esterlinas	7.175	952	465	39	807	458	4.454	6.223
Reales brasileños	8.604	1.010	921	1.176	983	789	3.725	7.594
Otros	488	0	0	32	30	199	227	488
Intereses devengados no pagados (**)	419	362	57	0	0	0	0	57
	29.669	**4.111**	**2.417**	**1.913**	**2.733**	**2.477**	**16.018**	**25.558**
Total	**54.090**	**11.931**	**4.212**	**4.466**	**5.013**	**3.792**	**24.676**	**42.159**

(*) A 31 de diciembre de 2025, el saldo incluye 4.800 millones de euros correspondientes a emisiones de Pagarés domésticos (USCP) y Euro Commercial Paper (ECP).

El saldo medio de deuda emitida bajo el programa de *Pagarés domésticos* (USCP) y *Euro Commercial Paper* (ECP) asciende a 5.207 y 5.268 millones de euros, respectivamente, en los ejercicios 2025 y 2024.

(**) El saldo incluye la titulización de activos regulatorios en dos SPV 100% Grupo Iberdrola en Estados Unidos con garantía de cobro incondicional por parte del regulador por importe de 629 millones de euros (Nota 22).

		Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables a 31 de diciembre de 2024 con vencimiento a						
		Corto plazo	Largo plazo					
	Saldo a 31.12.2024 (*)	2025	2026	2027	2028	2029	2030 y siguientes	Total largo plazo
En euros								
Obligaciones y bonos	12.068	2.243	1.749	655	1.618	268	5.535	9.825
Pagarés	3.829	3.829	0	0	0	0	0	0
Préstamos y utilizaciones de lineas de crédito	8.535	1.138	970	1.058	1.068	2.167	2.134	7.397
Resto de operaciones de financiación	1.204	1.204	0	0	0	0	0	0
Intereses devengados no pagados	202	202	0	0	0	0	0	0
	25.838	**8.616**	**2.719**	**1.713**	**2.686**	**2.435**	**7.669**	**17.222**
En moneda extranjera								
Dólares estadounidenses	14.631	3.229	640	1.049	699	891	8.123	11.402
Libras esterlinas	5.107	642	463	472	1	629	2.900	4.465
Reales brasileños	7.987	1.035	988	1.069	1.096	1.003	2.796	6.952
Otros	521	2	3	3	35	32	446	519
Intereses devengados no pagados	306	281	0	0	0	0	25	25
	28.552	**5.189**	**2.094**	**2.593**	**1.831**	**2.555**	**14.290**	**23.363**
Total	**54.390**	**13.805**	**4.813**	**4.306**	**4.517**	**4.990**	**21.959**	**40.585**

(*) A 31 de diciembre de 2024, el saldo incluía 5.584 millones de euros correspondientes a emisiones de pagarés domésticos (USCP) y *Euro Commercial Paper* (ECP). A 31 de diciembre de 2024 había 90 millones de euros de disposiciones de líneas y pólizas de crédito.

La estructura de la deuda con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables a 31 de diciembre de 2025 y 2024, clasificada considerando las correspondientes coberturas de tipo de interés, expresada en millones de euros, es la siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024
Tipo de interés fijo	30.188	32.725
Tipo de interés variable	23.902	21.665
Total	**54.090**	**54.390**

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, el Grupo IBERDROLA había hecho frente a todos los pagos derivados de su deuda ya vencidos y no se habían producido circunstancias que afectaran al cambio de control o a modificaciones adversas en la calidad crediticia, no habiendo sido necesario, en consecuencia, atender al vencimiento anticipado de la deuda o modificar el coste relacionado con los préstamos de los que es titular.

El coste medio por intereses de la deuda del Grupo IBERDROLA en los ejercicios 2025 y 2024 ha sido de 4,76% y 5,02%, respectivamente.

El desglose por vencimientos de los compromisos futuros de pago de los intereses no devengados a 31 de diciembre de 2025 y 2024, expresado en millones de euros, una vez considerado el efecto de las coberturas de tipo de cambio y tipo de interés y considerando que los tipos de interés y los tipos de cambio vigentes permanecen constantes hasta vencimiento es el siguiente:

	2026	2027	2028	2029	2030	2031 y siguientes	Total
Euros	474	426	399	332	289	884	2.804
Dólares estadounidenses	535	495	478	414	383	2.193	4.498
Libras esterlinas	250	214	194	191	166	660	1.675
Reales brasileños	846	683	608	486	389	1.619	4.631
Otros	27	27	27	25	24	53	183
Total	**2.132**	**1.845**	**1.706**	**1.448**	**1.251**	**5.409**	**13.791**

	2025	2026	2027	2028	2029	2030 y siguientes	Total
Euros	509	448	404	368	289	993	3.011
Dólares estadounidenses	555	523	495	478	403	2.719	5.173
Libras esterlinas	181	170	144	123	123	524	1.265
Reales brasileños	668	506	631	408	282	769	3.264
Otros	30	29	29	28	26	81	223
Total	**1.943**	**1.676**	**1.703**	**1.405**	**1.123**	**5.086**	**12.936**

Las operaciones de financiación más significativas realizadas por el Grupo IBERDROLA a lo largo del ejercicio 2025 han sido las siguientes:

Prestatario	Operación	Contratación	Importe (millones)	Moneda	Tipo de interés	Vencimiento
Primer trimestre						
NYSEG Storm Funding	Bono público (Titulización)	feb-25	225	USD	4,71 %	may-31
NYSEG Storm Funding	Bono público (Titulización)	feb-25	225	USD	4,87 %	may-34
NYSEG Storm Funding	Bono público (Titulización)	feb-25	261	USD	5,16 %	may-37
RG&E Storm Funding	Bono público (Titulización)	feb-25	75	USD	4,93 %	may-37
Iberdrola Finanzas (6)	Bono público verde	mar-25	400	EUR	1,50 %	mar-30
Iberdrola Financiación (3)	Préstamo BEI verde	ene-25	200	EUR	— %	A determinar
Iberdrola Financiación	Préstamo bilateral sostenible	mar-25	140	EUR	— %	mar-32

Prestatario	Operación	Contratación	Importe (millones)	Moneda	Tipo de interés	Vencimiento
Segundo trimestre						
Neoenergia Coelba (2)	Bono público infraestructura (debenture) verde	abr-25	700	BRL	CDI - 0,49%	abr-32
Neoenergia Elektro (2)	Bono público infraestructura (debenture) verde	abr-25	700	BRL	CDI - 0,49%	abr-32
Neoenergia Pernambuco (2)	Bono público infraestructura (debenture) verde	abr-25	700	BRL	CDI - 0,49%	abr-32
Iberdrola Finanzas	Bono público verde	may-25	750	EUR	3,50 %	may-35
Iberdrola Financiación (3)	Préstamo BEI verde	abr-25	58	EUR	— %	A determinar
Iberdrola Financiación (3)	Préstamo BEI verde	abr-25	50	EUR	— %	A determinar
Iberdrola Financiación	Préstamo sindicado verde	abr-25	900	EUR	— %	oct-30
Iberdrola Financiación	Préstamo bilateral sostenible	may-25	121	EUR	— %	may-31
Neoenergia Elektro (1)	Préstamo 4131 verde	may-25	36	USD	— %	may-28
Iberdrola Financiación	Préstamo bilateral sostenible	jun-25	15	EUR	— %	jun-30
Iberdrola Financiación	Préstamo banco desarrollo verde (NWF)	abr-25	600	GBP	— %	oct-40
Tercer trimestre						
New York State Electric & Gas	Bono Público verde	ago-25	300	USD	5,05 %	ago-35
The Southern Connecticut Gas	Bono garantia hipotecaria	jul-25	90	USD	5,52 %	dic-36
The United Illuminating	Bono privado verde	jul-25	100	USD	5,57 %	dic-35
Connecticut Natural Gas	Bono privado	jul-25	20	USD	5,57 %	dic-36
Rochester Gas & Electric	Bono garantia hipotecaria verde	sept-25	125	USD	5,45 %	dic-37
Central Maine Power	Bono garantia hipotecaria verde	sept-25	125	USD	5,10 %	dic-35

Prestatario	Operación	Contratación	Importe (millones)	Moneda	Tipo de interés	Vencimiento
Central Maine Power	Bono garantia hipotecaria verde	sept-25	125	USD	5,25 %	dic-37
Rochester Gas & Electric	Bono garantia hipotecaria verde	sept-25	75	USD	5,30 %	dic-35
Neoenergia Elektro	Bono público infraestructura (debenture) verde	ago-25	300	BRL	IPCA+6,82%	ago-35
Neoenergia Pernambuco	Bono público infraestructura (debenture) verde	ago-25	300	BRL	IPCA+6,79%	ago-35
Neoenergia Pernambuco	Bono público infraestructura (debenture) verde	ago-25	300	BRL	IPCA+6,74%	ago-40
Neoenergia Elektro	Bono público infraestructura (debenture) verde	ago-25	300	BRL	IPCA+6,76%	ago-40
Neoenergia Alto Paranaíba	Préstamo 4131 verde	sept-25	56	USD	— %	dic-26
Iberdrola Financiación (5)	Línea de crédito sindicada sostenible	jul-25	2.500	EUR	— %	jul-30
Neoenergia Coelba (1) (3)	Préstamo BEI verde	jul-25	300	EUR	— %	A determinar
Iberdrola Financiación (3)	Préstamo BEI verde	jul-25	25	EUR	— %	A determinar
Iberdrola Financiación (3)	Préstamo BEI verde	jul-25	25	EUR	— %	A determinar
Rokas (3)	Préstamo BEI verde	sept-25	16	EUR	— %	A determinar
Rokas (3)	Préstamo BEI verde	sept-25	10	EUR	— %	A determinar
Neoenergia Alto Paranaíba	Préstamo BNB	jul-25	150	BRL	— %	ago-45
Cuarto trimestre						
Neoenergia Elektro	Bono público infraestructura (debenture) verde	oct-25	500	BRL	CDI+0,0%	oct-35
Neoenergia Coelba	Bono público infraestructura (debenture) verde	oct-25	500	BRL	CDI+0,0%	oct-35

Prestatario	Operación	Contratación	Importe (millones)	Moneda	Tipo de interés	Vencimiento
Neoenergia Coelba (2)	Bono público infraestructura (debenture) verde	nov-25	2.100	BRL	CDI-1,271%	nov-32
Neoenergia Coelba	Bono público infraestructura (debenture) verde	nov-25	1.200	BRL	IPCA+6,3%	nov-35
Neoenergia Cosern	Bono público infraestructura (debenture) verde	nov-25	300	BRL	IPCA+6,3%	nov-35
Neoenergia Cosern (2)	Bono público infraestructura (debenture) verde	nov-25	400	BRL	CDI-1,265%	nov-32
Leaning Juniper Wind Power II	Préstamo bilateral verde	nov-25	69	USD	— %	nov-45
Compañías del Grupo Avangrid (4)	Línea de crédito sindicada sostenible	dic-25	1.500	USD	— %	dic-30
Iberdrola Financiación (3)	Préstamo BEI verde	oct-25	500	EUR	— %	A determinar

(1) Contratados swaps de divisa a la moneda de la sociedad.

(2) Condiciones de las operaciones incluyendo swaps contratados de tipo de interés.

(3) Financiación prevista disponer en el periodo 2026-2027.

(4) Se incluyen las siguientes sociedades: New York State Electric & Gas, Rochester Gas and Electric, Central Maine Power, The United Illuminating, Connecticut Natural Gas, The Southern Connecticut Gas and The Berkshire Gas.

(5) AGR Inc es Co-prestatario pudiendo disponer de un límite máximo de 500 millones de dólares.

(6) Bono referenciado al valor de la acción de Iberdrola

Las operaciones de extensión más significativas realizadas por el Grupo IBERDROLA a lo largo del ejercicio 2025 fueron las siguientes:

Prestatario	Operación	Vencimiento	Fecha firma extensión	Millones	Moneda	Opción de extensión
Rochester Gas & Electric	Bono exención fiscal	may-32	jun-25	50	USD	0
Rochester Gas & Electric	Bono exención fiscal	may-32	jun-25	11	USD	0
Rochester Gas & Electric	Bono exención fiscal	ago-32	jun-25	92	USD	0
Iberdrola Financiación	Línea de crédito bilateral sostenible	jul-27	nov-25	125	EUR	0
Iberdrola Financiación	Línea de crédito sindicada sostenible	dic-30	dic-25	5.300	EUR	0

Determinados proyectos de inversión del Grupo, principalmente relacionados con las energías renovables, han sido financiados de manera específica, mediante préstamos que incluyen cláusulas estándar en la financiación de proyectos tales como el cumplimiento de ciertos ratios financieros o la obligatoriedad de pignorar en beneficio de los acreedores las acciones de las sociedades-proyecto (Nota 46). El saldo vivo de este tipo de préstamos a 31 de diciembre de 2025 y 2024 asciende a 992 y 1.164 millones de euros, respectivamente. Adicionalmente, en estos préstamos se requiere el establecimiento de un depósito reservado para el cumplimiento de las obligaciones contraídas en los contratos de préstamo, siendo el incumplimiento de los ratios y/o que el depósito en garantía no alcance la cantidad convenida, motivo que imposibilita el reparto de dividendos el año en que no se hubieran cumplido.

Por otro lado, a 31 de diciembre de 2025 existen emisiones de bonos en libras esterlinas en el mercado estadounidense por importe de 737 millones de euros garantizados vía prenda de acciones (Nota 46).

En lo que se refiere a las cláusulas relacionadas con la calificación crediticia, el Grupo IBERDROLA tiene concertadas operaciones financieras a 31 de diciembre de 2025 y 2024 por importe de 6.588 y 7.192 millones de euros, respectivamente, que requerirían renegociar su coste o de garantías adicionales a las existentes en caso de producirse una bajada de *rating* (si esta se produjera de la manera que cada contrato establece).

Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2025 existen bonos emitidos, préstamos y otros acuerdos entre entidades financieras y el Grupo IBERDROLA cuyo vencimiento podría verse afectado o requerirían de garantías adicionales a las existentes en caso de producirse un cambio de control y este se produjera de la manera y con las consecuencias que en cada contrato se establezcan, siendo los más significativos los recogidos en los apartados siguientes:

- Emisiones de bonos por importe de 13.579 millones de euros en distintas divisas en el mercado europeo, en el mercado estadounidense y en el mercado australiano.
- Préstamos concertados con el BEI y con el ICO en distintas divisas que en su conjunto representan 5.809 millones de euros, préstamos bancarios en distintas divisas por importe de 1.551 millones de euros y préstamos con bancos de desarrollo en distintas divisas por importe de 3.544 millones de euros.
- Por último, emisiones de bonos en reales por 4.711 millones de euros y préstamos en distintas divisas por importe de 3.916 millones de euros correspondientes a la filial brasileña NEOENERGIA y a sus sociedades dependientes.

30. Instrumentos financieros derivados

El detalle de la composición de los saldos a 31 de diciembre de 2025 y 2024, que recogen la valoración de los instrumentos financieros derivados a dichas fechas, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	2025			
	Activo		Pasivo	
	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
Cobertura de tipos de interés	**39**	**214**	**(41)**	**(87)**
Cobertura de flujos de efectivo	**39**	**206**	**(1)**	**(2)**
– Permuta de tipo de interés [1]	39	206	(1)	(2)
Cobertura de valor razonable	**0**	**8**	**(40)**	**(85)**
- Permuta de tipo de interés	0	8	(40)	(85)
Cobertura de tipos de cambio	**31**	**271**	**(95)**	**(164)**
Cobertura de flujos de efectivo	**(2)**	**250**	**(88)**	**(154)**
- Permuta de tipo de cambio	(26)	240	(48)	(145)
- Seguro de cambio	24	10	(40)	(9)
Cobertura de valor razonable	**9**	**21**	**(2)**	**(10)**
- Permuta de tipo de cambio	9	21	(2)	(10)
Cobertura de inversión neta en el extranjero	**24**	**0**	**(5)**	**0**
- Seguro de cambio	24	0	(5)	0
Cobertura de precio de materias primas	**151**	**257**	**(181)**	**(395)**
Cobertura de valor razonable	**0**	**0**	**0**	**0**
- Otros	0	0	0	0
Cobertura de flujos de efectivo	**151**	**257**	**(181)**	**(395)**
- Futuros	119	42	(145)	(32)
- PPA virtuales (Nota 2.a)	32	215	(36)	(363)
Cobertura de índices de precio	**0**	**64**	**(24)**	**(145)**
- Otros	0	64	(24)	(145)
Derivados de no cobertura	**112**	**607**	**(126)**	**(859)**
Derivados sobre acciones	**0**	**260**	**0**	**(260)**
- Derivados sobre acciones propias	0	260	0	(260)
Derivados sobre tipos de cambio	**0**	**0**	**(10)**	**0**
- Seguro de cambio	0	0	(10)	0
Derivados de precio de materias primas	**100**	**109**	**(87)**	**(99)**
- Futuros	100	108	(87)	(80)
- Otros	0	1	0	(19)
Derivados sobre tipos de interés	**0**	**0**	**(9)**	**(30)**
Derivados de índices de precios y otros	**12**	**238**	**(20)**	**(470)**
Operaciones neteadas (Nota 17)	**(89)**	**(25)**	**93**	**26**
Total	**244**	**1.388**	**(374)**	**(1.624)**

	2024			
	Activo		Pasivo	
	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
Cobertura de tipos de interés	**25**	**486**	**(55)**	**(148)**
Cobertura de flujos de efectivo	**24**	**486**	**1**	**(7)**
– Permuta de tipo de interés [1]	24	486	1	(7)
Cobertura de valor razonable	**1**	**0**	**(56)**	**(141)**
- Permuta de tipo de interés	1	0	(56)	(141)
Cobertura de tipos de cambio	**168**	**255**	**(281)**	**(169)**
Cobertura de flujos de efectivo	**113**	**203**	**(241)**	**(169)**
- Permuta de tipo de cambio	99	197	(84)	(141)
- Seguro de cambio	14	6	(157)	(28)
Cobertura de valor razonable	**55**	**52**	**(5)**	**0**
- Permuta de tipo de cambio	55	52	(5)	0
Cobertura de inversión neta en el extranjero	**0**	**0**	**(35)**	**0**
- Seguro de cambio	0	0	(35)	0
Cobertura de precio de materias primas	**316**	**197**	**(177)**	**(338)**
Cobertura de valor razonable	**0**	**0**	**(1)**	**0**
- Otros	0	0	(1)	0
Cobertura de flujos de efectivo	**316**	**197**	**(176)**	**(338)**
- Futuros	316	197	(169)	(321)
- Otros	0	0	(7)	(17)
Cobertura de índices de precio	**0**	**0**	**(24)**	**(267)**
- Otros	0	0	(24)	(267)
Derivados de no cobertura	**627**	**259**	**(465)**	**(221)**
Derivados sobre acciones	**0**	**54**	**0**	**(54)**
- Derivados sobre acciones propias	0	54	0	(54)
Derivados sobre tipos de cambio	**38**	**0**	**0**	**0**
- Seguro de cambio	38	0	0	0
Derivados de precio de materias primas	**587**	**194**	**(465)**	**(166)**
- Futuros	587	193	(465)	(160)
- Otros	0	1	0	(6)
Derivados de índices de precios y otros	**2**	**11**	**0**	**(1)**
Operaciones neteadas (Nota 17)	**(134)**	**(19)**	**135**	**19**
Total	**1.002**	**1.178**	**(867)**	**(1.124)**

El detalle por vencimientos de los nocionales de los instrumentos financieros derivados contratados por el Grupo IBERDROLA y vigentes a 31 de diciembre de 2025, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	2026	2027	2028	2029	2030 y siguientes	Total
Cobertura de tipos de interés	**2.039**	**1.048**	**50**	**2.071**	**1.448**	**6.656**
Cobertura de flujos de efectivo	**2.025**	**34**	**36**	**835**	**953**	**3.883**
– Permuta de tipo de interés (1)	2.025	34	36	835	953	3.883
Cobertura de valor razonable	**14**	**1.014**	**14**	**1.236**	**495**	**2.773**
- Permuta de tipo de interés	14	1.014	14	1.236	495	2.773
Cobertura de tipos de cambio	**6.623**	**1.556**	**736**	**881**	**3.034**	**12.830**
Cobertura de flujos de efectivo	**3.670**	**1.548**	**517**	**875**	**2.975**	**9.585**
- Permuta de tipo de cambio	364	870	324	769	2.942	5.269
- Seguro de cambio	3.306	678	193	106	33	4.316
Cobertura de valor razonable	**15**	**8**	**219**	**6**	**59**	**307**
- Permuta de tipo de cambio	15	8	219	6	59	307
Cobertura de inversión neta en el extranjero	**2.938**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2.938**
- Seguro de cambio	2.938	0	0	0	0	2.938
Cobertura de precio de materias primas	**2.440**	**873**	**374**	**324**	**3.067**	**7.078**
Cobertura de valor razonable	**95**	**33**	**2**	**0**	**0**	**130**
- Otros	95	33	2	0	0	130
Cobertura de flujos de efectivo	**2.345**	**840**	**372**	**324**	**3067**	**6.948**
- Futuros	2.010	437	86	33	59	2.625
- PPA virtuales (Nota 2.a)	335	403	286	291	3.008	4.323
Cobertura de índices de precio	**22**	**15**	**119**	**0**	**460**	**616**
- Permuta de tipo de interés	22	15	119	0	460	616
Derivados de no cobertura	**2.469**	**1.712**	**1.358**	**1.139**	**7.313**	**13.991**
Derivados sobre acciones	**0**	**900**	**0**	**0**	**800**	**1.700**
- Derivados sobre acciones propias	0	900	0	0	800	1.700
Derivados sobre tipos de cambio	**441**	**5**	**5**	**0**	**0**	**451**
- Seguro de cambio	441	5	5	0	0	451
Derivados de precio de materias primas	**1.889**	**704**	**654**	**656**	**5.602**	**9.505**
- Futuros	1.873	693	614	608	5.602	9.390
- Otros	16	11	40	48	0	115
Derivados sobre tipos de interés	**0**	**0**	**0**	**0**	**238**	**238**
- Permuta de tipo de interés	0	0	0	0	238	238
Derivados de índices de precios y otros	**139**	**103**	**699**	**483**	**673**	**2.097**
Total	**13.593**	**5.204**	**2.637**	**4.415**	**15.322**	**41.171**

(1) Incluye los derivados que el Grupo IBERDROLA tiene contratados a 31 de diciembre de 2025 para cubrir el riesgo de tipo de interés de la financiación futura por un nocional de 3.619 millones de euros, que contribuyen a mitigar el riesgo de tipo de interés (4.596 millones de euros a 31 de diciembre de 2024).

La información presentada en el cuadro anterior recoge los nocionales brutos de los instrumentos financieros derivados contratados en valor absoluto (sin compensar posiciones activas y pasivas o de compra y venta); por lo tanto, no supone el riesgo asumido por el Grupo IBERDROLA, ya que únicamente reflejan la base sobre la que se realizan los cálculos para la liquidación del derivado.

El epígrafe "Gasto financiero" de los Estados consolidados del resultado de los ejercicios 2025 y 2024 incluye 346 y 129 millones de euros, respectivamente, por la contabilización de los derivados referenciados a índices de carácter financiero que, o bien no cumplen las condiciones para su consideración como instrumentos de cobertura, o que, cumpliéndolas, resultan parcialmente ineficaces conforme a lo descrito en las Notas 3.k y 44. Por otro lado, el epígrafe "Ingreso financiero" de los Estados consolidados del resultado de dichos ejercicios incluye 722 y 107 millones de euros, respectivamente, por los conceptos anteriormente descritos (Nota 43) entre los que se incluye la discontinuación de las coberturas que el Grupo IBERDROLA había establecido para cubrir el riesgo de tipo de interés e inflación asociado al proyecto de East Anglia 3, lo que ha supuesto un ingreso de 277 millones de euros en el ejercicio 2025 (Nota 7).

El valor nominal de las deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables objeto de cobertura de tipo de cambio (Nota 4) es el siguiente:

Tipo de cobertura	2025				
	Millones de dólares estadounidenses	Millones de yenes japoneses	Millones de coronas noruegas	Millones de francos suizos	Millones de euros
Flujos de efectivo	1.827	22.127	3.300	335	87
Valor razonable	326	10.000	0	0	0

Tipo de cobertura	2024				
	Millones de dólares estadounidenses	Millones de yenes japoneses	Millones de coronas noruegas	Millones de francos suizos	Millones de euros
Flujos de efectivo	1.673	38.400	3.300	335	127
Valor razonable	716	10.000	0	0	0

El valor nominal de las deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables objeto de cobertura de tipo de interés (Nota 4) es el siguiente:

Tipo de cobertura	2025		
	Millones de euros	Millones de dólares estadounidenses	Millones de reales brasileños
Flujos de efectivo	1.770	0	0
Valor razonable	1.908	750	6.090

Tipo de cobertura	2024		
	Millones de euros	Millones de dólares estadounidenses	Millones de reales brasileños
Flujos de efectivo	2.917	0	0
Valor razonable	1.721	750	1.471

31. Movimiento de las actividades de financiación del estado de flujos de efectivo

El movimiento de los ejercicios 2025 y 2024 de los pasivos clasificados como actividades de financiación en el Estado de flujos de efectivo excluidos los epígrafes de “Patrimonio neto”, “Instrumentos de capital con características de pasivo financiero” (Nota 24) y “Arrendamientos” (Nota 32), expresado en millones de euros, es el siguiente:

sin dato	sin dato	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo							
	Saldo a 01.01.2025	Emisiones y disposiciones (1)	Reembolsos / Cuotas pagadas	Pago de intereses	Devengo de intereses	Cambios de moneda extranjera (2)	Cambios en el valor razonable	Devengo de costes de transacción	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	Clasificación como activo mantenido para la venta (Nota 18)	Acciones propias potenciales acumuladas y otros (3)	Saldo a 31.12.2025
Obligaciones, bonos y pagarés	35.843	7.586	(8.178)	0	61	(1.662)	60	25	2.189	0	0	35.924
Préstamos y resto de operaciones de financiación	16.854	6.865	(4.427)	0	47	(398)	11	15	82	(89)	(2.569)	16.391
Intereses devengados no pagados	513	0	0	(2.115)	2.185	(40)	0	0	59	(2)	0	600
Derivados sobre acciones propias con liquidación física (Nota 22)	1.180	0	(590)	0	0	0	0	0	0	0	585	1.175
Total (Nota 29)	**54.390**	**14.451**	**(13.195)**	**(2.115)**	**2.293**	**(2.100)**	**71**	**40**	**2.330**	**(91)**	**(1.984)**	**54.090**
Instrumentos financieros derivados asociados a la financiación	(376)	290	124	(256)	248	(145)	(29)	0	0	0	0	(144)
Total	**54.014**	**14.741**	**(13.071)**	**(2.371)**	**2.541**	**(2.245)**	**42**	**40**	**2.330**	**(91)**	**(1.984)**	**53.946**

	Saldo a 01.01.2024	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo							Saldo a 31.12.2024
		Emisiones y disposiciones (1)	Reembolsos / Cuotas pagadas	Pago de intereses	Devengo de intereses	Cambios de moneda extranjera (2)	Cambios en el valor razonable	Devengo de costes de transacción	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	Clasificación como activo mantenido para la venta (Nota 18)	Acciones propias potenciales acumuladas y otros	
Obligaciones, bonos y pagarés	31.507	11.146	(7.366)	0	316	180	14	46	0	0	0	35.843
Préstamos y resto de operaciones de financiación	16.039	6.228	(5.096)	0	0	(355)	21	17	0	0	0	16.854
Intereses devengados no pagados	486	0	1	(1.898)	1.951	(27)	0	0	0	0	0	513
Derivados sobre acciones propias con liquidación física (Nota 22)	246	0	(84)	0	0	0	0	0	0	0	1.018	1.180
Total Deuda financiera-préstamos y otros (Nota 29)	**48.278**	**17.374**	**(12.545)**	**(1.898)**	**2.267**	**(202)**	**35**	**63**	**0**	**0**	**1.018**	**54.390**
Instrumentos financieros derivados asociados a la financiación	32	167	43	(260)	95	(109)	(344)	0	0	0	0	(376)
Total	**48.310**	**17.541**	**(12.502)**	**(2.158)**	**2.362**	**(311)**	**(309)**	**63**	**0**	**0**	**1.018**	**54.014**

(1) Emisiones netas de gastos.

(2) Incluye diferencias de conversión.

(3) Incluye la salida de los “Préstamos y resto de operaciones de financiación” por importe de 2.569 millones de euros debido a la pérdida de control de East Anglia 3 (Nota 7)

32. Arrendamientos

Arrendatario

El movimiento del pasivo por arrendamiento de los ejercicios 2024 y 2025, expresado en millones de euros, se muestra a continuación:

	2025	2024
Saldo inicial	**2.799**	**2.592**
Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	21	0
Diferencias de conversión	(150)	71
Nuevos contratos de arrendamiento (Nota 12)	117	217
Actualización financiera (Nota 44)	104	104
Pagos efectuados de principal	(178)	(182)
Pagos efectuados de intereses	(101)	(96)
Reevaluación/modificación del pasivo por arrendamiento (Nota 12)	81	124
Bajas y otros	(34)	(31)
Clasificación como mantenido para la enajenación (Nota 18)	(65)	0
Saldo final	**2.594**	**2.799**

El desglose por vencimientos sin descontar del pasivo por arrendamiento a 31 de diciembre de 2025 y 2024, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	31.12.2025
2026	178
2027	291
2028	219
2029	195
2030	183
De 2031 en adelante	2.879
Total	**3.945**
Coste financiero	1.351
Valor actual de las cuotas	2.594
Total	**3.945**

	31.12.2024
2025	180
2026	293
2027	207
2028	211
2029	186
De 2030 en adelante	3.333
Total	**4.410**
Coste financiero	1.611
Valor actual de las cuotas	2.799
Total	**4.410**

Adicionalmente, el Grupo IBERDROLA está potencialmente expuesto a salidas de efectivo futuras que no están reflejadas en la medición del pasivo por arrendamiento debido principalmente a los compromisos de pagos por arrendamiento variables. Durante los ejercicios 2025 y 2024 el Grupo IBERDROLA ha devengado un importe de 42 y 50 millones de euros en concepto de cuotas de arrendamiento variable registrado en el epígrafe "Servicios exteriores" del Estado consolidado del resultado del ejercicio. Dichos importes corresponden principalmente a las cuotas de arrendamiento que dependen de la producción y los ingresos obtenidos en la explotación de los parques eólicos situados en los terrenos arrendados.

El gasto del ejercicio 2025 relacionado con arrendamientos a corto plazo excluidos del alcance de la NIIF 16 asciende a 19 millones de euros, que han sido registrados en el epígrafe "Servicios exteriores" del Estado consolidado del resultado del ejercicio (16 millones de euros en el ejercicio 2024).

No se han producido ingresos por subarrendamientos de los derechos de uso de activos en los ejercicios 2025 y 2024.

Arrendador operativo

El Grupo IBERDROLA actúa como arrendador operativo en determinados contratos que consisten fundamentalmente en el alquiler de inversiones inmobiliarias (Nota 10) y elementos de Propiedad, planta y equipo cuyo desglose por tipología de activos, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024
Edificios	312	294
Terrenos	154	150
Otros	49	56
Total	**515**	**500**

Los epígrafes "Importe neto de la cifra de negocios" y "Otros ingresos de explotación" del Estado consolidado del resultado del ejercicio 2025 incluyen 32 y 15 millones de euros, respectivamente por estos conceptos (28 y 16 millones de euros, respectivamente, en el ejercicio 2024).

La estimación de los cobros futuros mínimos sin descontar por los contratos vigentes a 31 de diciembre de 2025 y 2024, expresada en millones de euros, es la siguiente:

	31.12.2025
2026	39
2027	36
2028	34
2029	32
2030	31
De 2031 en adelante	173
Total	**345**

	31.12.2024
2025	36
2026	33
2027	32
2028	31
2029	29
De 2030 en adelante	173
Total	**334**

33. Otros pasivos financieros

La composición de los epígrafes “Otros pasivos financieros no corrientes” y “Otros pasivos financieros corrientes” del Estado consolidado de situación financiera, expresada en millones de euros, es la siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024
No corrientes		
Fianzas y depósitos recibidos a largo plazo (Nota 15.b)	163	152
Garantía concesional de suficiencia tarifaria en Brasil (Nota 13)	187	173
Obligación de pago actividades reguladas en Estados Unidos (Nota 15.b)	63	51
Proveedores de inmovilizado	73	87
PIS/COFINS Brasil (Notas 16 y 36)	256	341
Otros	530	477
Total	**1.272**	**1.281**
Corrientes		
Fianzas y depósitos recibidos a corto plazo (*)	290	248
Garantía concesional de suficiencia tarifaria en Brasil (Nota 13)	21	190
Obligación de pago actividades reguladas en Estados Unidos (Nota 15.b)	96	7
Deudas con sociedades contabilizadas por el método de participación	94	142
Proveedores de inmovilizado	2.428	2.332
Acuerdos de aplazamiento de pago con proveedores	495	225
PIS/COFINS Brasil (Notas 16 y 36)	111	107
Dividendo a pagar (Nota 22)	170	199
Depósitos en garantía del valor de derivados CSA (Nota 22)	69	100
Remuneraciones pendientes de pago al personal	479	488
Otros	356	352
Total	**4.609**	**4.390**

(*) Esta partida incluye los colaterales requeridos por la operativa del negocio en los mercados (ver Nota 15.b).

Acuerdos de aplazamiento de pagos con proveedores

Durante 2025 y 2024, el Grupo IBERDROLA ha gestionado la ampliación de los plazos de pago con algunos proveedores (principalmente de inmovilizado) con las que operan las sociedades del Grupo IBERDROLA. En el ejercicio 2025, el período de pago promedio para esos proveedores se ha extendido en 214 días (210 días en el ejercicio 2024), aproximadamente, siendo el plazo normal de pago de 34 días (39 días en el ejercicio 2024). A 31 de diciembre de 2025 y 2024, el importe extendido ha ascendido a 495 y 225 millones de euros, respectivamente.

Debido a dichos aplazamientos más allá del plazo normal de pago en el entorno económico aplicable, el Grupo IBERDROLA ha determinado que los pasivos originales se han extinguido o modificado sustancialmente.

Por lo tanto, dichos saldos se reclasifican en el Estado consolidado de situación financiera de los epígrafes “Otros pasivos financieros corrientes – Proveedores de inmovilizado” y “Acreedores comerciales” al epígrafe “Otros pasivos financieros corrientes – Acuerdos de aplazamiento de pago con proveedores". Por su parte, los flujos de efectivo asociados a dichos pagos se incluyen dentro de los Flujos de efectivo de las actividades de inversión y explotación, respectivamente, en el Estado consolidado de flujos de efectivo.

Acuerdos de *factoring* inverso

El Grupo IBERDROLA tiene contratadas con diversas entidades de crédito operaciones de gestión de pago a acreedores/proveedores con el fin de que estos puedan liquidar anticipadamente sus facturas con un banco. Se trata de una forma de *factoring* inverso que tiene como objetivo dar servicios de financiación gracias a la posibilidad que se le otorga a los acreedores/proveedores de cobrar de un banco antes de su vencimiento las facturas emitidas al Grupo IBERDROLA.

Bajo dichos acuerdos, el Grupo IBERDROLA no tiene ningún interés económico en que los acreedores/proveedores entren en el *factoring* inverso. Las condiciones de pago acordadas por el Grupo IBERDROLA con los acreedores/proveedores no se ven afectadas por la decisión de los acreedores/proveedores de optar por anticipar el cobro en virtud de estos acuerdos.

A 31 de diciembre de 2025, el importe abonado por las entidades de crédito asciende a 53 millones de euros en relación con el pasivo clasificado en el epígrafe “Acreedores comerciales” y 456 millones de euros en relación con el pasivo clasificado en el epígrafe “Otros pasivos financieros corrientes – Acuerdos de aplazamiento de pago con proveedores".

34. Otros pasivos

La composición de los epígrafes “Otros pasivos no corrientes” y “Otros pasivos corrientes” del Estado consolidado de situación financiera, expresada en millones de euros, es la siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024
No corrientes		
Pasivos del contrato	211	221
Ajustes por desviaciones en el precio de mercado (Vadjm) (Notas 3.t y 16)	4	192
Otros pasivos	20	21
Total	**235**	**434**
Corrientes		
Pasivos del contrato	482	391
Otros pasivos	708	637
Total	**1.190**	**1.028**

35. Impuestos diferidos y gasto por impuesto sobre sociedades

Impuesto sobre beneficios

El Grupo IBERDROLA, por su carácter multinacional, se encuentra sometido a la normativa de distintas jurisdicciones fiscales.

Tributación en territorio español

Iberdrola S.A. es la sociedad dominante de dos grupos de consolidación fiscal en territorio español: el grupo 2/86, de territorio común, y el grupo 02415BSC, de territorio foral vizcaíno, integrándose en este último.

El grupo 2/86 está constituido por 98 sociedades, mientras que en el grupo 02415BSC se incluyen 23 sociedades.

El resto de entidades residentes en España que no se integran en alguno de los dos grupos señalados forman parte del Grupo 453/22, cuya sociedad dominante es Energías Renovables Ibermap, S.L (compuesto por 11 sociedades); del Grupo 581/24, cuya sociedad dominante es Energías Renovables Romeo, S.L (compuesto por 4 sociedades) o tributan en el Impuesto sobre Sociedades en régimen individual.

Las sociedades que tributan de acuerdo con la normativa de territorio común están sometidas a un tipo de gravamen en el año 2025 del 25%, mientras que en el ámbito foral vasco el tipo aplicable en este ejercicio es del 24%.

Tributación en el resto de países

Las demás sociedades del Grupo, residentes fuera de territorio español, tributan aplicando el tipo de gravamen del impuesto sobre beneficios respectivo de su jurisdicción de residencia. En Estados Unidos, Reino Unido, Francia, Australia, Italia, Portugal y Alemania las sociedades que cumplen los requisitos para ello aplican un régimen de tributación conjunta.

En el resto de jurisdicciones, las entidades del grupo con presencia fiscal en las mismas tributan en régimen individual.

Los tipos de gravamen nominales aplicables en las jurisdicciones en que tiene presencia el Grupo IBERDROLA son los siguientes (datos OCDE, incluyendo el tipo federal/general y, en su caso, estatal/local):

País	2025	2024	Impuesto Complementario Doméstico (a)
Alemania	30,2	31,9	Sí
Argelia	23,0	23,0	No
Australia	30,0	30,0	Sí
Brasil	34,0	34,0	Sí
Bulgaria	10,0	10,0	Sí
Canadá	27,0	27,0	Sí
Chipre	12,5	12,5	Sí (*)
Corea del Sur	26,4	26,4	Sí (*)
Egipto	22,5	22,5	No
España	25-24	25-24	Sí
Estados Unidos	26,6	26,5	No
Francia	25,8	25,8	Sí
Grecia	22,0	22,0	Sí
Honduras	25,0	25,0	No
Hungría	9,0	9,0	Sí
Irlanda	12,5	12,5	Sí
Italia	28,8	28,8	Sí
Japón	30,6	32,3	Sí
Letonia	25,0	25,0	No
Luxemburgo	23,8	24,9	Sí
Malta	35,0	35,0	No
Marruecos	34,0	33,0	No
México	30,0	30,0	No
Montenegro	9,0	9,0	Sí (*)
Noruega	22,0	22,0	Sí
Países Bajos	25,8	25,8	Sí
Polonia	19,0	19,0	Sí
Portugal	29,7	30,7	Sí
Qatar	10,0	10,0	Sí
Reino Unido	25,0	25,0	Sí
Rumanía	16,0	16,0	Sí
Singapur	17,0	17,0	Sí
Sudáfrica	27,0	27,0	Sí
Suecia	20,6	20,6	Sí
Taiwán	20,0	20,0	No
Vietnam	20,0	20,0	Sí

(a) Jurisdicciones con Impuesto Complementario Doméstico aprobado (ver apartado “Imposición Mínima Global - Impuesto Complementario” de esta nota). Se señalan con un asterisco (*) aquellas jurisdicciones con Impuesto Complementario Doméstico aprobado pero aún no incluidas en el listado de "Qualified Domestic Top-Up Tax" de la OCDE (publicado el 1 de diciembre de 2025).

Gasto contable por impuesto sobre beneficios

El gasto devengado por Impuesto sobre Sociedades en los ejercicios 2025 y 2024, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024
Resultado consolidado antes de impuestos procedente de actividades continuadas	**8.097**	**5.812**
Resultado consolidado antes de impuestos procedente de actividades discontinuadas	**395**	**2.281**
Resultado consolidado antes de impuestos	**8.492**	**8.093**
Gastos no deducibles e ingresos no computables (*):		
- De las sociedades individuales	92	106
- De los ajustes por consolidación	(622)	(422)
Resultado neto de las sociedades valoradas por el método de participación	(96)	37
Resultado contable ajustado (a)	**7.866**	**7.814**
Impuesto bruto calculado a la tasa impositiva vigente en cada país (b)	**2.048**	**2.114**
Deducciones de la cuota por reinversión de beneficios extraordinarios y otros créditos fiscales (c)	(136)	(169)
Regularización del gasto por Impuesto sobre Sociedades de ejercicios anteriores (**)	(101)	(45)
Variación neta provisiones para litigios, indemnizaciones y similares y otras provisiones	18	18
Ajuste a los impuestos diferidos activos y pasivos (***)	(153)	188
Otros	26	39
(Ingreso) / Gasto devengado por Impuesto sobre Sociedades	**1.702**	**2.145**
(Ingreso) / Gasto devengado por Impuesto sobre Sociedades reportado en Estado consolidado del resultado	**1.671**	**1.343**
(Ingreso) / Gasto devengado por Impuesto sobre Sociedades procedente de actividades discontinuadas	**31**	**802**
Tasa fiscal efectiva (b+c)/a	**24,32 %**	**24,90 %**

(*) Incluye en 2025 y 2024 los ajustes derivados de la exención aplicada a los dividendos y participaciones en beneficios recibidos y la transmisión de participaciones, de la aplicación de beneficios fiscales en base imponible en ciertas jurisdicciones y de la deducibilidad de deterioros sobre instrumentos de patrimonio y otros gastos contables.

(**) Se incluye, fundamentalmente, el impacto fiscal derivado de la exclusión de la base imponible del Impuesto sobre Sociedades de la actualización financiera correspondiente a los créditos de PIS/COFINS registrados en las distribuidoras del Grupo Neoenergia y generados por la exclusión del ICMS de la base imponible de los mencionados impuestos.

(***) En el ejercicio 2025 se corresponde, fundamentalmente, con una reversión del pasivo por impuesto diferido de acuerdo con lo previsto en la Norma Foral del Impuesto sobre Sociedades de Bizkaia.

La composición del Impuesto sobre Sociedades entre impuestos corrientes y diferidos, expresada en millones de euros, es la siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024
Impuestos corrientes	947	2.434
Impuestos diferidos	755	(289)
Gasto/(Ingreso) procedente de actividades continuadas y discontinuadas	**1.702**	**2.145**

Impuestos diferidos

La composición de los epígrafes “Impuestos diferidos activos” e “Impuestos diferidos pasivos” del Estado consolidado de situación financiera, expresada en millones de euros, es la siguiente:

	Saldo a 01.01.2025	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	Diferencias de conversión	Abono (cargo) en el Estado consolidado del resultado	Abono (cargo) en Ajustes por cambio de valor	Abono (cargo) en “Otras reservas”	Clasificación como activo mantenido para la venta (Nota 18)	Otros	Saldo a 31.12.2025
Impuestos diferidos activos:									
Valoración de instrumentos financieros derivados	500	107	(10)	(16)	147	0	(15)	(83)	630
Actualización de balances 16/2012	880	0	0	(73)	0	0	0	0	807
Pensiones y obligaciones similares	380	0	(37)	(47)	0	13	(1)	5	313
Asignación de diferencias negativas de consolidación no deducibles	60	0	0	(9)	0	0	0	0	51
Provisión por costes de cierre de centrales	344	0	(31)	(9)	0	0	(28)	7	283
Pasivo por arrendamiento	450	0	(26)	96	0	0	(22)	2	500
Crédito fiscal por pérdidas y deducciones	3.582	(8)	(294)	79	0	0	(80)	(9)	3.270
Otros impuestos diferidos activos	1.773	1	(59)	(111)	0	0	(85)	147	1.666
Total	**7.969**	**100**	**(457)**	**(90)**	**147**	**13**	**(231)**	**69**	**7.520**

	Saldo a 01.01.2024	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	Diferencias de conversión	Abono (cargo) en el Estado consolidado del resultado	Abono (cargo) en Ajustes por cambio de valor	Abono (cargo) en "Otras reservas"	Clasificación como activo mantenido para la venta (Nota 18)	Otros	Saldo a 31.12.2024
Impuestos diferidos activos:									
Valoración de instrumentos financieros derivados	467	0	(11)	(1)	100	0	0	(55)	500
Actualización de balances 16/2012	950	0	0	(70)	0	0	0	0	880
Pensiones y obligaciones similares	427	0	(2)	(30)	0	(8)	0	(7)	380
Asignación de diferencias negativas de consolidación no deducibles	58	0	0	2	0	0	0	0	60
Provisión por costes de cierre de centrales	347	0	15	(18)	0	0	0	0	344
Pasivo por arrendamiento	413	0	6	32	0	0	0	(1)	450
Crédito fiscal por pérdidas y deducciones	3.008	0	112	477	0	0	0	(15)	3.582
Otros impuestos diferidos activos	1.475	0	(21)	303	0	0	0	16	1.773
Total	**7.145**	**0**	**99**	**695**	**100**	**(8)**	**0**	**(62)**	**7.969**

	Saldo a 01.01.2025	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	Diferencias de conversión	Abono (cargo) en el Estado consolidado del resultado	Abono (cargo) en Ajustes por cambio de valor	Clasificación como activo mantenido para la venta (Nota 18)	Otros	Saldo a 31.12.2025
Impuestos diferidos pasivos:								
Valoración de instrumentos financieros derivados	659	23	(72)	12	90	(5)	(63)	644
Libertad de amortización	6.462	459	(592)	405	0	19	(67)	6.686
Sobreprecio asignado en combinaciones de negocios	3.798	432	(373)	133	0	(100)	3	3.893
Activo por costes de cierre de centrales	236	0	(24)	(13)	0	(15)	0	184
Activo por derecho de uso	447	0	(23)	(5)	0	(20)	1	400
Otros impuestos diferidos pasivos	1.960	19	(153)	133	0	(70)	131	2.020
Total	**13.562**	**933**	**(1.237)**	**665**	**90**	**(191)**	**5**	**13.827**

	Saldo a 01.01.2024	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 7)	Diferencias de conversión	Abono (cargo) en el Estado consolidado del resultado	Abono (cargo) en Ajustes por cambio de valor	Clasificación como activo mantenido para la venta (Nota 18)	Otros	Saldo a 31.12.2024
Impuestos diferidos pasivos:								
Valoración de instrumentos financieros derivados	491	0	9	(24)	220	0	(37)	659
Libertad de amortización	5.995	0	303	172	0	0	(8)	6.462
Sobreprecio asignado en combinaciones de negocios	3.756	0	181	(144)	0	0	5	3.798
Activo por costes de cierre de centrales	229	0	12	(22)	0	0	17	236
Activo por derecho de uso	394	0	7	48	0	0	(2)	447
Otros impuestos diferidos pasivos	1.650	0	(53)	376	0	0	(13)	1.960
Total	**12.515**	**0**	**459**	**406**	**220**	**0**	**(38)**	**13.562**

El importe de los Impuestos diferidos activos y pasivos compensados en el Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2025 y 2024 asciende a 5.832 y 6.017 millones de euros, respectivamente.

Imposición Mínima Global - Impuesto Complementario

En su calidad de grupo multinacional de gran magnitud, al Grupo IBERDROLA le resultan de aplicación las reglas modelo contra la erosión de la base imponible del Pilar Dos (también denominadas Reglas GloBE) aprobadas por el Marco Inclusivo de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE)/G20 sobre BEPS (*Base Erosion and Profit Shifting*) el 14 de diciembre de 2021 al que se adhirieron, entre otros muchos, los Estados miembros de la Unión Europea.

En aplicación de las referidas reglas modelo, el Grupo deviene obligado a satisfacer, en su caso, un impuesto complementario sobre los beneficios que obtenga en cualquier jurisdicción fiscal en la que su tipo impositivo efectivo, calculado a nivel jurisdiccional y de acuerdo con dichas reglas, sea inferior a un mínimo del 15%.

La legislación de implementación de las reglas modelo ha sido aprobada en muchas de las jurisdicciones en las que IBERDROLA tiene presencia.

En España, el país de la matriz última del grupo, la Directiva (UE) 2022/2523 del Consejo, de 15 de diciembre de 2022, ha sido transpuesta al ordenamiento interno, principalmente y en lo que afecta a IBERDROLA, mediante la Ley 7/2024, de 20 de diciembre, y la Norma Foral del Territorio Histórico de Bizkaia 6/2025, de 12 de diciembre.

De acuerdo con las referidas normas el primer ejercicio de efectividad de las nuevas obligaciones de imposición mínima global para el Grupo IBERDROLA fue 2024, resultando al Grupo de aplicación la normativa foral vizcaína (si bien de forma interina en el ejercicio 2024, por encontrarse pendiente la concertación del tributo, le resultó de aplicación la regulación contenida en la Ley 7/2024). La autoliquidación tributaria correspondiente a este primer período deberá presentarse en el mes de julio de 2026.

El Grupo ha realizado una valoración del impacto de la normativa de imposición mínima global basada, en sus declaraciones tributarias más recientes, su informe país a país *(country-by-country report)* y los estados financieros de las entidades constitutivas del Grupo. Como resultado de dicha valoración, IBERDROLA no espera en los ejercicios 2024 y 2025 un impacto patrimonial significativo derivado de la aplicación de las reglas modelo, en virtud de la concurrencia alternativa o simultánea de las siguientes circunstancias en cada una de las jurisdicciones en las que opera: un tipo impositivo efectivo igual o superior al establecido en las normas de imposición mínima; presencia substancial de personal y activos materiales que implican la exclusión de rentas sujetas a la imposición mínima; o magnitudes de ingresos y beneficios poco relevantes. En consecuencia, el Estado consolidado del resultado del presente ejercicio 2025 no incluye ningún impacto en su gasto por impuesto corriente derivado de esta normativa.

En el apartado “Impuesto sobre Beneficios” de la presente nota se incluye un listado de las jurisdicciones en las que IBERDROLA tiene presencia y con indicación de si cuentan con un Impuesto Complementario Doméstico aprobado.

Existen en la actualidad incertidumbres generalizadas sobre el impacto de las reglas GloBE sobre los activos y pasivos por impuesto diferido de las entidades sometidas a las mismas, por lo que las modificaciones a la NIC 12: "Impuesto sobre las ganancias" emitidas en mayo de 2023 por el IASB para acomodarla a las reglas modelo contemplan una excepción temporal a los nuevos requerimientos de la NIC 12: "Impuesto sobre las ganancias" a este respecto. El Grupo IBERDROLA aplica esta excepción temporal en los presentes Estados Financieros de 2025.

Actuaciones administrativas

El Grupo IBERDROLA incluye entre sus principios la potenciación de la relación con las autoridades fiscales, basada en el respeto a la ley, la lealtad, la confianza, la profesionalidad, la colaboración, la reciprocidad y la buena fe, sin perjuicio de las legítimas controversias que puedan generarse en relación con la interpretación de la normativa fiscal. Por ello, cuando dichas controversias se producen, el Grupo realiza sus actuaciones ante las autoridades basadas en una relación cooperativa, de acuerdo con los principios de transparencia y confianza mutua.

Todas las actuaciones del Grupo han sido analizadas por sus asesores internos y externos, tanto en este ejercicio como en los precedentes, determinando que estas actuaciones han sido ajustadas a Derecho y se basan en interpretaciones razonables de la norma tributaria. La existencia de pasivos contingentes es igualmente objeto de análisis y el criterio general del Grupo consiste en registrar provisiones para los litigios fiscales cuando el riesgo de que resulten desfavorables para los intereses del Grupo es probable, mientras que no se produce tal registro cuando el riesgo es posible o remoto.

Las actuaciones inspectoras en curso a la fecha de cierre del ejercicio 2025 varían en función de la legislación fiscal de cada país, si bien no se espera como resultado de ninguna de ellas impactos significativos no considerados ya en los estados financieros.

Actuaciones administrativas en España

Con fecha 25 de enero de 2024 la Dependencia de Control Tributario y Aduanero de la Delegación Central de Grandes Contribuyentes de la Agencia Estatal de Administración Tributaria notificó a Iberdrola, S.A. el inicio de actuaciones de comprobación e investigación del Gravamen Temporal Energético correspondiente a 2023, en su condición de operador principal en el sector energético de acuerdo con lo dispuesto en las resoluciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de 10 de diciembre de 2020, de 16 de diciembre de 2021 y de 9 de junio de 2020, a las que se refiere el artículo 1 apartado 1 de la Ley 38/2022.

En el curso de dicha inspección IBERDROLA solicitó la exclusión de determinados ingresos de la base de gravamen, fundamentalmente gastos soportados por las sociedades comercializadoras de las distribuidoras para su repercusión al cliente final, equivalentes a los derivados de las actividades reguladas exentas del gravamen. También se solicitó la rectificación de las autoliquidaciones presentadas en relación con dicho gravamen, por considerar que la norma que lo creó y reguló adolece de vicios de inconstitucionalidad y contraviene el Derecho de la Unión, con devolución de todas las cantidades ingresadas y los intereses de demora correspondientes. Como resultado de las actuaciones de comprobación se ordenó la devolución de un importe de 33 millones de euros, más intereses de demora. El ingreso asociado a dicha devolución minoró el gasto efectivo por concepto de dicho gravamen en el ejercicio 2024.

El gasto por el Gravamen Temporal Energético correspondiente a 2024 se registró excluyendo ya de la base imponible del mismo las cantidades aceptadas en el acta de inspección relativa al gravamen de 2023.

En enero de 2025 se notificó a la Sociedad el acuerdo de liquidación confirmatorio del acta de disconformidad incoada en julio de 2024, aceptando la solicitud de exclusión de los ingresos señalados de la base imponible, con devolución de las cuantías ingresadas y los intereses correspondientes, pero rechazando la solicitud de rectificación total, por entender la Administración Tributaria que carece de competencia tanto para valorar la adecuación de la norma que creó el gravamen al ordenamiento jurídico interno y/o comunitario como para plantear una cuestión de inconstitucionalidad ante el Tribunal Constitucional o prejudicial ante el Tribunal Superior de Justicia al respecto. En febrero de 2025, se interpuso reclamación económico-administrativa ante el Tribunal Económico Administrativo Central, presentando las alegaciones correspondientes durante el mes de abril y estando pendiente de resolución a cierre de 2025.

IBERDROLA presentó también una solicitud de rectificación de las autoliquidaciones presentadas y pagadas en relación con el gravamen por el ejercicio 2024, análoga a la presentada por 2023.El procedimiento de rectificación iniciado tras la presentación de dicha solicitud, finalizó como consecuencia de la notificación, el 17 de marzo de 2025, del inicio de actuaciones de comprobación e investigación del Gravamen Temporal Energético correspondiente a 2024, de carácter general. En octubre de 2025 se notificó el acuerdo de liquidación confirmatorio del acta de disconformidad incoada en junio, por no aceptar el órgano de inspección la solicitud de rectificación de autoliquidaciones formulada, aduciendo nuevamente falta de competencia para valorar la adecuación de la norma que creó el gravamen al ordenamiento jurídico.

En octubre de 2025, se ha interpuesto reclamación económico-administrativa ante el Tribunal Económico Administrativo Central frente al mismo, presentando las alegaciones correspondientes durante los primeros días de 2026.

Por otro lado, a principios de mayo de 2024 se notificó a Iberdrola Energía España S.A.U. el inicio de actuaciones de comprobación e investigación de carácter general en relación con el Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 2018 a 2020 del Grupo Fiscal 2/86, del que la sociedad es representante e Iberdrola, S.A. la sociedad dominante.

En la misma fecha se notificó también a Iberdrola, S.A. el inicio de actuaciones de comprobación e investigación de carácter general en relación con el Impuesto sobre el Valor Añadido de los ejercicios 2018 a 2020 del Grupo de entidades a efectos de IVA 0220/08, en su condición de entidad representante y dominante de dicho grupo.

A cierre de 2025 se han puesto de manifiesto los expedientes relativos a dichos procedimientos, sin que de los mismos se espere que vayan a derivarse impactos relevantes para el Grupo.

Actuaciones administrativas en el resto de los países

En aquellos otros países en los que el Grupo tiene una presencia significativa, las principales actuaciones inspectoras en curso son las siguientes:

- En Estados Unidos, dado su carácter de gran contribuyente, tanto a nivel federal como estatal, el Grupo AVANGRID tiene en curso distintas actuaciones inspectoras sobre diversas figuras tributarias.
- En Reino Unido, Scottish Power tiene asignado por la administración tributaria (HMRC) la condición de contribuyente *low risk*. No existe actualmente procedimiento inspector de alcance general alguno en curso.
- En México, se iniciaron durante los ejercicios 2020 y siguientes por parte de la autoridad tributaria mexicana (SAT) numerosos procedimientos de inspección en relación con varias sociedades del Grupo.

El pasado 26 de febrero de 2024, una vez recibida la autorización de la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE) de México y habiéndose cumplido las restantes condiciones suspensivas acordadas entre las partes, culminó la operación de transmisión de activos de generación de electricidad (12 centrales de ciclo combinado y un parque eólico con una capacidad instalada de 8.539 MW) a Grupo Financiero Actinver, en su condición de fiduciario (trustee), bajo el Contrato de Fideicomiso Irrevocable, administrado por Mexico Infrastructure Partners FF, S.A.P.I. de C.V. El comprador ha asumido el resultado de las inspecciones en curso (y futuras) asociadas a las sociedades transmitidas. A lo largo del primer semestre de 2025 se han producido avances muy positivos en la mayor parte de las inspecciones y recursos de revocación que continuaban abiertos a cierre de 2024, estimándose los recursos de revocación, en su caso, e incoándose nuevos oficios de liquidación sin observaciones, tras determinadas autocorrecciones menores efectuadas por algunas de las sociedades, sin impacto relevante alguno en resultados.

Únicamente continúan impugnados vía recurso de revocación los oficios de liquidación notificados a la filial de ingeniería por la inspección del Impuesto sobre la Renta de 2017 y a la sociedad Iberdrola Renovables Noroeste referente al Impuesto sobre las Ventas del ejercicio 2020, de los que tampoco se esperan impactos relevantes en resultados.

- Por último, Brasil se caracteriza por ser una jurisdicción con una litigiosidad elevada y existen una multitud de actuaciones inspectoras en curso, lo cual responde a la estructura fiscal y administrativa del país y a la actuación habitual de las autoridades fiscales. No obstante, con carácter general, estos procedimientos se resuelven en un número muy reducido a favor de las administraciones tributarias.

Los administradores del Grupo IBERDROLA y sus asesores fiscales estiman que no se producirán para el Grupo pasivos adicionales de consideración derivados de los asuntos mencionados respecto de los ya registrados a 31 de diciembre de 2025.

Litigios fiscales

Litigios fiscales en España

Litigios fiscales ejercicios 2008 a 2011

En junio de 2020 se notificaron a IBERDROLA las resoluciones del Tribunal Económico Administrativo Central (TEAC) relativas a las reclamaciones interpuestas en relación con las actas en disconformidad firmadas por IBERDROLA en 2016, correspondientes al procedimiento de comprobación general seguido respecto del grupo de consolidación fiscal de territorio común (n.º 2/86) por los ejercicios 2008 a 2011.

En la resolución relativa al Impuesto sobre el Valor Añadido, el TEAC falló de forma favorable a los intereses de IBERDROLA (lo que supuso la anulación de las actas y liquidaciones de la Inspección), mientras que en las relativas al Impuesto sobre Sociedades resolvió desfavorablemente.

Contra estos últimos pronunciamientos IBERDROLA interpuso el 7 de julio de 2020 recursos contencioso-administrativos ante la Audiencia Nacional.

Los principales ajustes incluidos en los acuerdos de liquidación derivados de las actas de disconformidad firmadas se refieren a la cuantificación del fondo de comercio financiero susceptible de amortización fiscal por la adquisición de SCOTTISH POWER, eliminación de la exención por dividendos de SCOTTISH POWER al entender la inspección que es incompatible con un ajuste de valor de la cartera por cobertura de inversión neta, diferencias en los criterios de consolidación fiscal y posible concurrencia en una operación de cambio de deudor en algunas emisiones de bonos de las circunstancias contempladas en el artículo 15.1 de la Ley General Tributaria.

En relación con este último asunto, el 17 de febrero de 2026 se ha recibido notificación del Tribunal Supremo que acuerda la inadmisión a trámite del recurso de casación presentado por la Agencia Tributaria en relación con la Sentencia de la Audiencia Nacional dictada en noviembre de 2024, que había resuelto de manera favorable para Iberdrola la declaración de conflicto en la aplicación de la norma tributaria por la operación de recolocación de bonos y posterior financiación de Iberdrola USA.

Contra la referida providencia de inadmisión no cabe recurso ordinario alguno si bien esta es susceptible de ser impugnada mediante incidente de nulidad.

El resto de los recursos asociados a esta contingencia quedaron suspendidos en su tramitación hasta la resolución definitiva del recurso seguido ante el Tribunal de Justicia de la Unión Europea en relación con la amortización del fondo de comercio financiero. Con fecha 26 de junio de 2025 el TJUE ha emitido sentencia firme desestimando el recurso de casación de la Comisión Europea y aceptando los argumentos de Iberdrola, por lo que se ha levantado la suspensión y han quedado visto para votación y fallo cuando por turno les corresponda. En todo caso las resoluciones de la Audiencia Nacional podrán ser objeto de recurso ante el Tribunal Supremo.

Litigios fiscales 2012 a 2020

Adicionalmente, en diciembre de 2020 le fue notificada a IBERDROLA la resolución por parte del TEAC sobre las reclamaciones interpuestas derivadas de ciertas actas de disconformidad firmadas en procedimientos de comprobación limitada relativos a los ejercicios 2012 a 2014 por el Impuesto sobre Sociedades. La discrepancia con la Administración se centraba en la aplicabilidad o inaplicabilidad del criterio de imputación temporal que ha establecido en numerosas sentencias el Tribunal Supremo, en relación con los ingresos obtenidos por el Grupo derivados de pagos realizados con base en normas contrarias a Derecho.

La citada resolución de diciembre de 2020 estimó parcialmente las pretensiones de IBERDROLA, aceptando su criterio en lo que se refiere a los tributos declarados inconstitucionales. IBERDROLA presentó el 25 de enero de 2021 recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional respecto del resto de supuestos en disputa. A lo largo de 2021 se presentaron las alegaciones correspondientes en el procedimiento, que sigue en la fecha presente pendiente de señalamiento de fecha para votación y fallo.

En relación con la misma cuestión, IBERDROLA interpuso el 6 de septiembre de 2021 reclamación ante el TEAC contra la ejecución por parte de la Oficina Técnica de la Delegación Central de Grandes Contribuyentes de la resolución de dicho Tribunal parcialmente estimatoria anteriormente citada, que no se limitó a reconocer los efectos de dicha estimación en los ejercicios afectados (2012 a 2014), sino que extendió sus efectos a otros ejercicios anteriores. Dichos ejercicios ya habían sido objeto de inspección general, existiendo además en alguno de los casos sentencia firme y por tanto, efecto de cosa juzgada. El 3 de enero de 2024 se notificó a IBERDROLA la resolución del TEAC, desestimatoria de las pretensiones de la Sociedad, que ha interpuesto el correspondiente recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional y formulado la demanda en junio de 2024.

Por otra parte, en diciembre de 2021 y en julio de 2022 se interpusieron reclamaciones económico-administrativas ante el Tribunal Económico-Administrativo Central contra los acuerdos de liquidación confirmatorios de las actas de disconformidad incoadas en materia de Impuesto sobre Sociedades a Iberdrola Energía España, S.A. como representante del Grupo Fiscal 2/85, en relación con los ejercicios 2012 a 2014 y 2015 a 2020, respectivamente. Los ajustes en controversia son sustancialmente los mismos que los discutidos en relación con los ejercicios 2008 a 2011. Con fecha 5 de junio de 2024 se notificó la resolución del TEAC en relación con la reclamación interpuesta relativa a los ejercicios 2012 a 2014 y en abril de 2025, la relativa a los ejercicios 2015 a 2020, estimando parcialmente las pretensiones del grupo, aceptando el carácter deducible de la retribución de los administradores y desestimando el resto de las cuestiones. La sociedad interpuso los correspondientes recursos contencioso-administrativos ante la Audiencia Nacional, habiéndose formulado la demanda en relación con ambos recursos, en noviembre de 2024 y octubre de 2025, respectivamente, estando a fecha de cierre del ejercicio pendientes de resolución. En todo caso las resoluciones de la Audiencia Nacional podrán ser objeto de recurso ante el Tribunal Supremo.

En lo que respecta al Impuesto sobre el Valor Añadido, en julio de 2022 se interpuso la correspondiente reclamación económico-administrativa ante el Tribunal Económico-Administrativo Central contra el acuerdo de liquidación confirmatorio del acta de disconformidad incoada a Iberdrola, S.A, como representante del Grupo de Entidades 0220/08BVA, en relación con los ejercicios 2015 a 2017, consecuencia de ajustes realizados por la AEAT derivados de la inclusión en el denominador de la prorrata de las plusvalías surgidas en transmisiones de cartera o en operaciones de reestructuración societaria. El TEAC desestimó las pretensiones de la sociedad, que interpuso en abril de 2025 el correspondiente recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional, habiéndose presentado el escrito de demanda en los primeros días de 2026. En todo caso la resolución de la Audiencia Nacional podrá ser objeto de recurso ante el Tribunal Supremo.

Litigios fiscales relacionados con el Gravamen Temporal Energético

Por último y en relación con los litigios fiscales relevantes para IBERDROLA, el 21 de febrero de 2023 la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (AELEC) interpuso recurso contencioso-administrativo contra la Orden Ministerial HFP/94/2023 por la que se aprueban los modelos de autoliquidación del nuevo Gravamen Temporal Energético, creado por la Ley 38/2022. Igualmente, IBERDROLA interpuso el correspondiente recurso contencioso-administrativo contra la misma orden ministerial, en términos similares al interpuesto por AELEC, el día 23 de febrero de 2023.

La referida Ley impone a aquellas entidades que tengan la consideración de operador principal en los sectores energéticos un gravamen energético con carácter temporal durante los años 2023 y 2024, con la naturaleza jurídica de prestación patrimonial de carácter público no tributario.

El importe de la prestación a satisfacer será el resultado de aplicar el porcentaje del 1,2 por ciento a su importe neto de la cifra de negocios derivado de la actividad que desarrolle en España del año natural anterior al del nacimiento de la obligación. El importe del gravamen satisfecho por IBERDROLA en el año 2023 ascendió a 213 millones de euros (Nota 41), si bien, como resultado de las actuaciones de comprobación mencionadas en el apartado anterior de la presente Nota, se ordenó la devolución de un importe de 33 millones de euros, más intereses de demora. El ingreso asociado a dicha devolución, minora el gasto efectivo por concepto de dicho gravamen en el ejercicio 2024.

El importe del gravamen satisfecho por IBERDROLA en el año 2024 ascendió a 132 millones de euros (Nota 41), habiendo excluido ya de la base de gravamen de dicho ejercicio los ingresos cuya exclusión se ha reconocido en el curso de la inspección general relativa al gravamen pagado en 2023.

Los recursos contencioso-administrativos interpuestos tanto por AELEC como por IBERDROLA y que se encuentran pendientes de resolución en la fecha presente se fundamentan en defectos propios de legalidad ordinaria de la Orden Ministerial recurrida así como en vicios de inconstitucionalidad y contravención del Reglamento (UE) 2022/1854 del Consejo, de 6 de octubre de 2022, apreciados en la Ley 38/2022 que crea el gravamen.

Litigios fiscales en el resto de los países

En Estados Unidos, el más relevante es la apelación interpuesta ante el Tribunal de Apelación *(Appeals Tribunal)* en relación con la inspección de *Income Tax* (Impuesto sobre Sociedades), ejercicios 2012 a 2014, en el Estado de Nueva York. Continúan las gestiones para intentar llegar a un acuerdo con el Estado y cerrar el asunto con carácter previo a la resolución por parte del Tribunal, sin impacto relevante en los resultados del Grupo AVANGRID.

En Reino Unido, la única cuestión relevante bajo discusión es relativa a la deducibilidad de determinados pagos efectuados por indicación del regulador eléctrico (OFGEM). El Tribunal Fiscal de Primera Instancia *(First Tier Tax Tribunal)* dictó sentencia en febrero del 2022 favorable al HMRC, que fue objeto de apelación por parte de la sociedad ante el Upper Tribunal, que también fue favorable al HMRC, obteniendo Scottish Power la autorización correspondiente para presentar la correspondiente apelación ante el Tribunal de Apelaciones *(Court of Appeal)*. En enero de 2025 dicho Tribunal ha emitido resolución favorable a los intereses de la sociedad, si bien el HMRC solicitó y le ha sido concedido el permiso para apelar la decisión ante la Corte Suprema. La vista está fijada para el 18 de mayo de 2026.

Con carácter general, no existen otros litigios fiscales significativos en las demás jurisdicciones en las que opera el Grupo, salvo en el caso de Brasil, donde existe un número elevado de litigios y procesos administrativos y judiciales, sobre los que el grupo considera probable obtener una resolución final favorable (Nota 45).

Los administradores del Grupo IBERDROLA y sus asesores fiscales estiman que no se producirán para el Grupo pasivos adicionales de consideración derivados de los asuntos mencionados respecto de los ya registrados a 31 de diciembre de 2025.

Actualización de la situación del fondo de comercio financiero (artículo 12.5 del texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades)

En el ejercicio 2017, la Administración española aplicó el procedimiento de recuperación de ayudas de Estado previsto en la Ley General Tributaria, recuperando el importe de la aplicación del artículo 12.5 TRLIS correspondiente a los ejercicios 2002 a 2015 por parte del Grupo IBERDROLA en una cuantía total de 665 millones (576 millones de cuota y 89 millones de intereses de demora). IBERDROLA satisfizo dicha cuantía a través de (i) la compensación de la devolución del Impuesto sobre Sociedades 2016 por importe de 363 millones de euros, y (ii) un ingreso por importe de 302 millones realizado en febrero de 2018. Todo ello sobre la base de la aplicación de la Tercera Decisión de la Comisión Europea.

Adicionalmente, en mayo de 2021 se notificó a IBERDROLA acuerdo de liquidación en procedimiento de recuperación de ayudas de Estado por los ejercicios 2016 a 2018 por un importe de 13 millones de euros, que la Sociedad pagó en fecha 2 de julio de 2021.

La Sentencia del Tribunal General de la Unión Europea (TGUE) de 27 de septiembre de 2023 (asuntos acumulados T-256/15 y T-260/15), anuló la Decisión (UE) 2015/314 de la Comisión Europea, de 15 de octubre de 2014 (Tercera Decisión), estimando todos los motivos invocados por las entidades afectadas, entre ellas el Grupo IBERDROLA.

Si bien esta sentencia del TGUE fue objeto de recurso por la Comisión Europea, la sentencia firme del Tribunal de Justicia de la Unión Europea de 26 de junio de 2025 ha desestimado el recurso de casación interpuesto por la Comisión Europea, anulando definitivamente la Tercera Decisión.

Los importes recuperados por la AEAT, deberán ser objeto de devolución, junto a los correspondientes intereses de demora adicionales, y se muestran registrados, por importe de 780 millones de euros, en el epígrafe “Activos por impuestos corrientes” del activo corriente del Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2025. A 31 de diciembre de 2024 se registraban en el epígrafe “Activos por impuestos corrientes” del activo no corriente del Estado consolidado de situación financiera.

En cualquier caso, el Grupo IBERDROLA y sus asesores internos y externos siempre han estimado que no se deben producir mayores riesgos relacionados con la aplicación del fondo de comercio financiero y que se debería proceder a la devolución de las cuantías en su día recuperadas por la Administración tributaria al devenir indebido el ingreso realizado por el Grupo.

A cierre de 2025 están registrados también los efectos derivados de la solicitud de reconocimiento de la deducción del fondo de comercio que no pudo ser objeto de deducción por el Grupo en el Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 2016 a 2019, por ser, hasta septiembre de 2023, ejecutiva la Tercera Decisión ahora definitivamente anulada.

Dichos importes, junto a los correspondientes intereses de demora, por importe de 310 millones de euros, se muestran registrados en el epígrafe “Activos por impuestos corrientes” del activo no corriente del Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre 2025 y, asimismo, se ha registrado el pasivo por impuesto diferido asociado.

36. Administraciones Públicas

La composición de los epígrafes “Activos/pasivos por impuestos corrientes” y “Otras cuentas a cobrar/pagar a Administraciones Públicas” del activo y del pasivo, respectivamente, del Estado consolidado de situación financiera, expresada en millones de euros, es la siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024
Administraciones Públicas Deudoras		
Hacienda Pública, deudora por Impuesto sobre Sociedades [(a)]	1.027	692
Hacienda Pública, deudora por IVA	293	315
Hacienda Pública, retenciones y pagos a cuenta	94	154
Hacienda Pública, PIS/COFINS en Brasil (Notas 16 y 33)	111	107
Hacienda Pública, deudora por otros conceptos	286	347
Total	**1.811**	**1.615**
Administraciones Públicas Acreedoras		
Hacienda Pública, acreedora por Impuesto sobre Sociedades [(a)]	289	1.137
Hacienda Pública, acreedora por IVA	111	90
Hacienda Pública, acreedora por retenciones practicadas	58	61
Hacienda Pública, acreedora por otros conceptos	1.263	1.265
Organismos de la Seguridad Social, acreedores	43	38
Total	**1.764**	**2.591**

[(a)] La desinversión en México (Nota 7) generó, en 2024, un Impuesto sobre Sociedades a pagar con la Hacienda Mexicana de 13.573 millones de pesos mexicanos (731 millones de euros al tipo de cambio de la fecha de la operación), de los cuales 4.979 millones de pesos mexicanos (275 millones de euros) se abonaron como pagos a cuenta a lo largo del ejercicio 2024 y el resto en el ejercicio 2025. Asimismo, en el ejercicio 2025, incluye la devolución asociada al expediente de recuperación de ayudas de estado por la aplicación del artículo 12.5 TRLIS por importe de 780 millones de euros.

37. Información sobre el periodo medio de pago a proveedores. Disposición adicional Tercera. “Deber de información” de la Ley 15/2010, de 5 de julio

El desglose de la información requerida correspondiente a los ejercicios 2025 y 2024, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	Número de días	
	2025	2024
Periodo medio de pago a proveedores	14	14
Ratio de operaciones pagadas	14	14
Ratio de operaciones pendientes de pago	27	25

	2025	2024
Total pagos realizados	12.671	11.909
Total pagos pendientes	312	316

La información sobre las facturas pagadas en un periodo inferior al máximo establecido en la Ley 15/2010 es la siguiente:

	2025	2024
Volumen monetario pagado dentro del plazo máximo establecido en millones de euros	12.530	11.833
Porcentaje que supone sobre el total monetario de pagos a los proveedores	98,89 %	99,36 %
Número de facturas pagadas dentro del plazo máximo establecido	26.388.851	26.210.883
Porcentaje sobre el número total de facturas pagadas a proveedores	99,96 %	99,98 %

La información incluida en las tablas anteriores se ha elaborado de conformidad con la Ley 15/2010, de 5 de julio, de modificación de la Ley 3/2004, de 29 de diciembre, por la que se establecen medidas de lucha contra la morosidad en las operaciones comerciales, la Ley 18/2022, de 28 de septiembre, de creación y crecimiento de empresas, y de acuerdo con la Resolución de 29 de enero de 2016, del Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas, sobre la información a incorporar en la Memoria de las Cuentas anuales en relación con los aplazamientos de pago a proveedores en operaciones comerciales.

Las especificaciones con que se ha elaborado dicha información son las siguientes:

- Ratio de operaciones pagadas: importe en días resultante del cociente entre el sumatorio de los productos del importe de cada una de las operaciones pagadas por el número de días de pago y el importe total de los pagos realizados en el ejercicio.
- Ratio de operaciones pendientes de pago: importe en días resultante del cociente entre el sumatorio de los productos del importe de la operación pendiente de pago por el número de días pendientes de pago y el importe total de los pagos pendientes.
- Proveedores: acreedores comerciales incluidos en el pasivo corriente del Estado consolidado de situación financiera por deudas con suministradores de bienes o servicios.
- Quedan fuera del ámbito de información los proveedores de inmovilizado y los acreedores por arrendamiento financiero.
- Quedan fuera del ámbito de información las partidas correspondientes a tasas, cánones, indemnizaciones, etc. por no ser transacciones comerciales.
- La tabla sólo recoge la información correspondiente a entidades españolas incluidas en el conjunto consolidable una vez eliminados los créditos y débitos recíprocos de las empresas dependientes.

38. Importe neto de la cifra de negocios

El detalle de este epígrafe del Estado consolidado del resultado, expresado en millones de euros, es como sigue:

Ejercicio 2025	España	Reino Unido	Estados Unidos	México (Nota 18)	Brasil	IEI	Corporación y ajustes	Subtotal	Operación discontinuada (Notas 2.c y 18)	Total
En mercados regulados										
Electricidad	3.819	2.454	5.523	785	7.010	0	(3)	19.588	(785)	18.803
Gas	0	0	1.635	0	0	0	0	1.635	0	1.635
En mercados no regulados										
Electricidad	11.448	3.449	1.259	627	383	2.616	(909)	18.873	(686)	18.187
Gas	703	1.577	0	0	0	15	20	2.315	0	2.315
Otros	718	71	264	0	10	34	46	1.143	0	1.143
Ingresos por contratos de construcción (Nota 13)	**1**	**0**	**0**	**0**	**1.825**	**0**	**0**	**1.826**	**0**	**1.826**
Ingresos por contratos de arrendamiento	**0**	**0**	**1**	**0**	**0**	**0**	**29**	**30**	**0**	**30**
Valoración e ineficiencias de derivados sobre materias primas	**156**	**0**	**21**	**0**	**0**	**76**	**(116)**	**137**	**0**	**137**
Total	**16.845**	**7.551**	**8.703**	**1.412**	**9.228**	**2.741**	**(933)**	**45.547**	**(1.471)**	**44.076**

Reexpresado (Nota 2.c) Ejercicio 2024	España	Reino Unido	Estados Unidos	México (Nota 18)	Brasil	IEI	Corporación y ajustes	Subtotal	Operación discontinuada (Notas 2.c y 18)	Total
En mercados regulados										
Electricidad	3.382	1.792	4.833	707	6.929	0	(3)	17.640	(707)	16.933
Gas	0	0	1.387	0	0	0	0	1.387	0	1.387
En mercados no regulados										
Electricidad	11.834	4.165	1.216	1.014	364	1.783	(413)	19.963	(1.044)	18.919
Gas	771	1.705	0	0	0	4	(88)	2.392	0	2.392
Otros	704	56	247	0	8	31	29	1.075	0	1.075
Ingresos por contratos de construcción (Nota 13)	**1**	**0**	**0**	**0**	**1.838**	**0**	**0**	**1.839**	**0**	**1.839**
Ingresos por contratos de arrendamiento	**0**	**0**	**1**	**0**	**0**	**0**	**27**	**28**	**0**	**28**
Valoración e ineficiencias de derivados sobre materias primas	**290**	**0**	**68**	**0**	**0**	**57**	**0**	**415**	**0**	**415**
Total	**16.982**	**7.718**	**7.752**	**1.721**	**9.139**	**1.875**	**(448)**	**44.739**	**(1.751)**	**42.988**

Ejercicio 2025	Redes	Renovables y Generación Sostenible	Clientes	Otros negocios, Corporación y ajustes	Subtotal	Operación discontinuada (Notas 2.c y 18)	Total
Suministros en mercados regulados							
Electricidad	17.441	471	2.336	(661)	19.587	(784)	18.803
Gas	1.635	0	0	0	1.635	0	1.635
En mercados no regulados							
Electricidad	0	8.896	16.017	(6.040)	18.873	(686)	18.187
Gas	0	0	2.812	(497)	2.315	0	2.315
Otros	18	852	922	(649)	1.143	0	1.143
Ingresos por contratos de construcción	**1.826**	**0**	**0**	**0**	**1.826**	**0**	**1.826**
Ingresos por contratos de arrendamiento	**1**	**0**	**0**	**29**	**30**	**0**	**30**
Valoración e ineficiencias de derivados sobre materias primas	**0**	**96**	**40**	**2**	**138**	**(1)**	**137**
Total	**20.921**	**10.315**	**22.127**	**(7.816)**	**45.547**	**(1.471)**	**44.076**

Reexpresado (Nota 2.c) Ejercicio 2024	Redes	Renovables y Generación Sostenible	Clientes	Otros negocios, Corporación y ajustes	Subtotal	Operación discontinuada (Notas 2.c y 18)	Total
Suministros en mercados regulados							
Electricidad	15.641	480	2.281	(762)	17.640	(707)	16.933
Gas	1.387	0	0	0	1.387	0	1.387
En mercados no regulados							
Electricidad	0	8.577	17.329	(5.943)	19.963	(1.044)	18.919
Gas	0	0	2.808	(416)	2.392	0	2.392
Otros	16	874	838	(653)	1.075	0	1.075
Ingresos por contratos de construcción	**1.839**	**0**	**0**	**0**	**1.839**	**0**	**1.839**
Ingresos por contratos de arrendamiento	**1**	**0**	**0**	**27**	**28**	**0**	**28**
Valoración e ineficiencias de derivados sobre materias primas	**0**	**124**	**291**	**0**	**415**	**0**	**415**
Total	**18.884**	**10.055**	**23.547**	**(7.747)**	**44.739**	**(1.751)**	**42.988**

A continuación, se describen las principales actividades por las que el Grupo IBERDROLA genera ingresos procedentes de contratos con clientes:

- Transporte y distribución de electricidad y gas

La obligación de desempeño del Grupo IBERDROLA es la puesta a disposición de los clientes de las instalaciones de transporte y distribución. Esta obligación de desempeño se registra de manera lineal a lo largo del tiempo, ya que el cliente recibe y consume simultáneamente los beneficios del desempeño del Grupo IBERDROLA a medida que la red de transporte o distribución está disponible.

En los países en los que opera el Grupo IBERDROLA, la retribución de las actividades de transporte y distribución viene básicamente determinada por su margen regulado reconocido por el regulador correspondiente. En el caso de algunas actividades reguladas llevadas a cabo por el Grupo IBERDROLA, las desviaciones entre los costes estimados para el cálculo de la tarifa de un año y los finalmente incurridos son registradas como ingreso o gasto del ejercicio en que se producen únicamente en aquellos casos en que su cobro o pago está garantizado con independencia de las ventas futuras (Nota 15.b).

- Ventas de electricidad y gas

El importe de las ventas de electricidad y gas se registra como ingreso en el momento de la entrega de la energía al cliente en función de las cantidades suministradas e incluyendo la estimación de la energía suministrada aún no facturada (Nota 5). En su caso, según la legislación aplicable en cada país, incluye los incentivos recibidos de apoyo a consumidores vulnerables o para mitigar los efectos de la crisis energética.

Por países:

- En España, la cifra de ingresos incluye el importe tanto de las ventas en el mercado regulado de gas a Tarifa de Último Recurso (TUR) y de electricidad a Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) como de las ventas realizadas en el mercado liberalizado.

- En Estados Unidos y Brasil los ingresos por los suministros de electricidad y gas al cliente final se basan en tarifas establecidas por las autoridades reguladoras estatales correspondientes, que determinan los precios y otros términos de servicio a través de un proceso de fijación de tarifas.

- En Reino Unido, la electricidad y el gas se comercializan en el mercado liberalizado.

- Por su parte, en México se suministra energía eléctrica en condiciones liberalizadas para consumidores con una demanda de 1 MW o superior.

Las empresas comercializadoras del Grupo IBERDROLA actúan como principal. Por su parte, las compras y ventas de energía realizadas entre las empresas de generación y comercialización del Grupo se eliminan en el proceso de consolidación.

- Cesión de capacidad de generación eléctrica

El servicio de cesión de capacidad de generación eléctrica constituye una obligación de cumplimiento separada del suministro de electricidad cuyos ingresos se registran a lo largo del periodo del contrato.

El Grupo IBERDROLA mantiene contratos de cesión de capacidad de generación de energía eléctrica para algunas de sus centrales que establecen un calendario de cobros preestablecidos por la cesión de la capacidad de suministro de energía. Hasta la desinversión de las centrales que formaban parte del acuerdo de desinversión firmado con MIP en el ejercicio 2024 (Nota 7) mantenía contratos de cesión de capacidad de generación de energía eléctrica en México para sus centrales de ciclo combinado con la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

- Verificación, enganche y cesión de uso de contadores

En las altas de clientes, los ingresos por enganchar la instalación receptora de electricidad o gas a la red, así como los ingresos de verificación de instalaciones, se reconocen en el momento en que se realizan dichas actuaciones dado que el cliente obtiene los beneficios del servicio prestado y no existe ninguna obligación de cumplimiento futura asociada. Por otra parte, los ingresos por la cesión de uso de contadores se registran como ingresos a lo largo del periodo de uso.

- Venta de certificados de energía renovable

En la venta de certificados de energía renovable procedentes del negocio renovable asociados a la energía suministrada (venta conjunta de energía y certificados verdes), el ingreso por la venta se registra en el momento de la entrega de la energía. Cuando la venta de los mencionados certificados se produce de forma independiente de la energía producida, el ingreso se registra en el momento de entrega del certificado al cliente.

- Incentivos al negocio renovable

El importe de la cifra de negocios del segmento renovables y generación sostenible correspondiente a las distintas áreas geográficas en las que opera el Grupo incluye los incentivos recibidos según la legislación aplicable en cada país teniendo en cuenta que el importe de los mismos se concede de forma individualizada en función de las unidades de productos vendidas y su percepción tiene un carácter recurrente.

- Contratos de construcción

Los ingresos correspondientes a los contratos de concesión de transporte y distribución de energía eléctrica que el Grupo IBERDROLA ha suscrito en Brasil incluyen dos obligaciones de cumplimiento: (1) servicios de construcción y (2) servicios de operación y mantenimiento posterior de las instalaciones construidas. La asignación de la contraprestación a cada obligación de cumplimiento se realiza a partir de la estimación de su precio de venta independiente al comienzo del contrato, a partir de la experiencia del Grupo IBERDROLA en la prestación de servicios similares, de las condiciones de la licitación, así como de otra información disponible interna o externa.

Los ingresos de construcción se reconocen a lo largo del tiempo durante su ejecución, dado que el control del activo a favor del cliente se transfiere de forma continuada.

Cuando los ingresos relacionados con los contratos de construcción pueden ser estimados de forma fiable se registran por un importe equivalente a la proporción que representan los costes incurridos a la fecha sobre la totalidad de los costes necesarios hasta la finalización del contrato, costes que se revisan periódicamente para incorporar, en su caso, posibles desviaciones. Si los ingresos del contrato no pueden ser estimados de forma fiable, los ingresos se registran por un importe equivalente a los costes incurridos, en la medida en que estos sean recuperables. No se registra el margen del contrato hasta el momento en que se tiene certeza del mismo, con base en la planificación de costes e ingresos.

Las modificaciones en los trabajos de construcción y las reclamaciones se incluyen en los ingresos del contrato cuando las modificaciones del contrato son legalmente exigibles.

- Venta de existencias inmobiliarias

El Grupo IBERDROLA registra los ingresos por la venta de existencias inmobiliarias cuando se produce el traspaso legal de la propiedad al comprador, momento que generalmente coincide con la elevación a escritura pública de los contratos.

39. Aprovisionamientos

El desglose de este epígrafe del Estado consolidado del resultado, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	31.12.2025	Reexpresado (Nota 2.c) 31.12.2024
España	7.978	8.002
Reino Unido	2.465	2.881
Estados Unidos	2.882	2.441
México (Nota 18)	690	1.086
Brasil	6.066	5.962
IEI	1.623	948
Corporación y ajustes	(986)	(457)
Operación discontinuada (Notas 2.c y 18)	(690)	(1.086)
Total	**20.028**	**19.777**

	31.12.2025	Reexpresado (Nota 2.c) 31.12.2024
Redes	8.650	8.239
Renovables y Generación Sostenible	1.736	1.627
Clientes	18.136	18.716
Otros negocios, Corporación y ajustes	(7.804)	(7.719)
Operación discontinuada (Notas 2.c y 18)	(690)	(1.086)
Total	**20.028**	**19.777**

40. Gastos de personal

La composición de este epígrafe del Estado consolidado del resultado, expresada en millones de euros, es la siguiente:

	31.12.2025	Reexpresado (Nota 2.c) 31.12.2024
Sueldos y salarios	3.099	2.860
Seguridad social a cargo de la empresa	464	416
Dotación a las provisiones para pensiones y obligaciones similares y aportaciones definidas al plan de pensiones externalizado (Notas 3.o y 27)	162	270
Atenciones estatutarias art. 49.1 (Nota 47)	11	10
Atenciones estatutarias art. 49.4	7	10
Otros gastos sociales	310	300
	4.053	**3.866**
Gastos de personal activados		
Activos Intangibles (Nota 9)	(36)	(31)
Propiedad, planta y equipo (Nota 3.d)	(1.119)	(892)
Combustible nuclear y existencias	(18)	(15)
	(1.173)	**(938)**
Total	**2.880**	**2.928**

La plantilla media del Grupo IBERDROLA durante los ejercicios 2025 y 2024 ha ascendido a 43.555 y 40.775 empleados, de los cuales 10.920 y 10.095 son mujeres, respectivamente.

El número medio de empleados a nivel consolidado corresponde a la totalidad de los empleados en aquellas sociedades consolidadas por el método de integración global, así como a los empleados de las operaciones conjuntas determinado de acuerdo con el porcentaje de participación en las mismas.

41. Tributos

El detalle de este epígrafe del Estado consolidado del resultado, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	31.12.2025	Reexpresado (Nota 2.c) 31.12.2024
España	1.612	1.255
Reino Unido	459	559
Estados Unidos	644	617
México (Nota 18)	8	8
Brasil	7	6
IEI	36	13
Corporación y ajustes	7	108
Operación discontinuada (Notas 2.c y 18)	(8)	(7)
Total	**2.765**	**2.559**

	31.12.2025	Reexpresado (Nota 2.c) 31.12.2024
Redes	848	781
Renovables y Generación Sostenible	1.407	1.313
Clientes	503	353
Otros negocios, corporación y ajustes	15	119
Operación discontinuada (Notas 2.c y 18)	(8)	(7)
Total	**2.765**	**2.559**

Dentro de este epígrafe se incluyen diversas medidas fiscales impuestas por las autoridades, se describen a continuación las más relevantes.

Con fecha 28 de diciembre de 2012 se publicó en España la Ley 15/2012, de medidas fiscales para la sostenibilidad del sector energético, que introdujo las siguientes figuras tributarias, cuyo impacto ha sido contabilizado con cargo al epígrafe “Tributos” del Estado consolidado del resultado correspondiente a los ejercicios 2025 y 2024:

Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica, regulado en la Ley 15/2012

La base imponible de este impuesto viene constituida por el importe total que corresponda percibir al contribuyente por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica medida en barras de central durante el periodo impositivo, siendo el tipo impositivo aplicable el 7%.

El Real Decreto-ley 12/2021 adoptó una suspensión temporal del mismo. Esa suspensión se mantuvo, mediante diversas prórrogas durante los ejercicios 2022 y 2023. El Real Decreto-ley 8/2023 puso fin a la suspensión con efectos desde el 1 de enero de 2024, aplicando una reducción del 50% en el primer trimestre y del 25% en el segundo trimestre.

En 2025 el impuesto ha sido plenamente de aplicación.

El gasto contabilizado por este concepto en el ejercicio 2025 asciende a 376 millones de euros; en el ejercicio 2024 ascendió a 268 millones de euros.

Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoeléctrica, recogido en la Ley 15/2012.

Este tributo ha supuesto en 2025 un importe de 113 millones de euros y en 2024 un total de 119 millones de euros.

Canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica, regulado en el Real Decreto Legislativo 1/2001

Como regla general, la base imponible del tributo está determinada por el valor económico de la energía hidroeléctrica producida, siendo el tipo impositivo aplicable del 25,5%.

La aplicación de este Canon para los ejercicios 2013 a 2021 fue anulada por el Tribunal Supremo mediante diversas sentencias de 2021. Tras una reforma de su normativa, realizada por la Ley 7/2022, fue introducido de nuevo con efectos para el ejercicio 2022. Sin embargo, desde el principio se plantearon dudas en cuanto a su efectiva aplicación en ese periodo, debido a la ausencia de disposiciones transitorias para su reintroducción que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico intentó resolver publicando en su página web una nota aclaratoria considerando que en 2022 el periodo impositivo discurría desde el 10 de abril de 2022 hasta el 31 de diciembre de 2022. Sin embargo, el Grupo IBERDROLA no estaba conforme con esa interpretación y consideraba que el Canon no debiera haber sido aplicado en 2022, por lo que recurrió su aplicación.

Durante el ejercicio 2024 se produjeron una serie de pronunciamientos administrativos favorables a la no aplicación del Canon en 2022, confirmando la tesis del Grupo IBERDROLA.

El gasto contabilizado por este concepto en el ejercicio 2024 ascendió a 185 millones de euros, desglosado en un gasto de 264 millones de euros por el devengo del impuesto y un abono de 79 millones de euros por la anulación de las autoliquidaciones del ejercicio 2022 (cuyo reintegro total ya se ha obtenido en el ejercicio 2025), y a 266 millones de euros en 2025.

Financiación de costes del Bono Social

El Real Decreto-ley 7/2016 impuso la financiación del bono social a las Comercializadoras o las matrices de los grupos que incluyan comercializadoras. La Sentencia del Tribunal Supremo de 31 de enero de 2022 sobre el recurso de IBERDROLA contra el Bono Social declara la inaplicabilidad del sistema de financiación por considerarlo discriminatorio, y obliga a indemnizar a las empresas financiadoras por las cantidades no repercutidas a clientes.

Posteriormente, el Real Decreto-ley 6/2022 reguló una nueva distribución de la financiación entre todos los agentes del sector eléctrico, entrando en vigor el 31 de marzo de 2022. Los importes registrados por este concepto en los ejercicios 2025 y 2024 ascienden a 82 y 40 millones de euros, respectivamente. Adicionalmente, en el ejercicio 2024 se registró un ingreso por importe de 183 millones de euros por la sentencia sobre el Bono Social 2016-2021 relativa a Iberdrola Clientes.

Gestión de residuos radiactivos

En este epígrafe se incluyen las Tasas para la financiación de los costes correspondientes a la gestión por parte de ENRESA de los residuos radiactivos y del combustible gastado generados en las centrales nucleares, reguladas en la Ley 54/1997 (según lo dispuesto en el Real Decreto-ley 6/2009).

Aunque son varias las tasas aplicadas para la financiación de estos costes, la más relevante es la que recae sobre las centrales nucleares en explotación, cuya base imponible de la tasa viene constituida por la energía nucleoeléctrica bruta generada por cada una de las centrales en cada mes natural, medida en kilowatios hora brutos (kWh) y redondeada al entero inferior.

Esta tasa se ha visto incrementada por la entrada en vigor del Real Decreto 589/2024, pasando de 0,798 céntimos de euro por kWh a 1,036 céntimos de euro por kWh (incremento del 29,82%).

Como mejor estimación disponible del gasto originado por estas tasas, se han incluido 238 y 226 millones de euros en los ejercicios 2025 y 2024, respectivamente (Nota 3.q).

Gravamen temporal energético

Esta figura, que era el resultado de aplicar el porcentaje del 1,2 por ciento a su importe neto de la cifra de negocios derivado de la actividad que se desarrolle en España del año natural anterior al del nacimiento de la obligación, ha desaparecido en el ejercicio 2025. El importe registrado por el Grupo IBERDROLA, en el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2024, ascendió a 157 millones de euros y el importe finalmente satisfecho ascendió a 132 millones de euros tras la exclusión de la base de gravamen de determinados ingresos reconocida en el curso de la inspección general relativa al gravamen pagado en 2023.

Impuesto Especial sobre Hidrocarburos aplicado al gas natural utilizado en la generación combinada de electricidad y calor

En el año 2013 se introdujo el gravamen sobre el gas natural utilizado para la producción de electricidad y para la generación combinada de electricidad y calor, que fue eliminado, posteriormente, en 2018.

El Grupo IBERDROLA impugnó la aplicación de dicho impuesto sobre la base de la exención establecida en el artículo 14.1.a) de la Directiva 2003/96/CE para los productos energéticos utilizados en la producción de electricidad y de la interpretación de la misma realizada por el Tribunal de Justicia de la Unión Europea.

La posición del Grupo IBERDROLA fue respaldada por el Tribunal Supremo mediante diversas sentencias emitidas entre julio y septiembre de 2024, por lo que el Grupo IBERDROLA registró un ingreso por este impuesto en la cuantía de 101 millones de euros en el epígrafe "Aprovisionamientos" del Estado consolidado del resultado del ejercicio 2024, correspondiente con las cuotas del impuesto satisfechas en su día y cuyo reintegro se había reclamado.

Frente a esas sentencias, la Abogacía del Estado presentó diversos incidentes de nulidad de actuaciones, que fueron desestimados por el Tribunal Supremo.

La Abogacía del Estado preparó recurso de amparo contra los fallos del Tribunal Supremo. No obstante, por providencia de 30 de mayo de 2025, el Tribunal Constitucional acordó inadmitir dicho recurso de amparo, poniendo fin al litigio y confirmando la posición de IBERDROLA.

Fondo Nacional de Eficiencia Energética

El Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) es un instrumento público de financiación creado para impulsar actuaciones de eficiencia energética en España, con el objetivo de contribuir al cumplimiento de los objetivos nacionales y europeos de ahorro de energía final.

El fondo se nutre principalmente de las aportaciones económicas obligatorias de los comercializadores de electricidad, gas y productos petrolíferos, aportaciones que se pueden ver reducidas como consecuencia de la entrega de Certificados de Ahorro Energético. Del conjunto de toda la actividad realizada por el Grupo IBERDROLA, los importes registrados en los ejercicios 2025 y 2024 ascienden a 79 y 61 millones de euros, respectivamente.

42. Amortizaciones y provisiones

El desglose de este epígrafe del Estado consolidado del resultado, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	31.12.2025	Reexpresado (Nota 2.c) 31.12.2024
Dotaciones para amortizaciones de:		
Activos intangibles (Nota 9)	1.148	1.148
Inversiones inmobiliarias (Nota 10)	9	9
Propiedad, planta y equipo (Nota 11)	3.783	3.566
Activos por derecho de uso (Nota 12)	182	176
Dotaciones para deterioros y saneamientos de activos no financieros (Nota 14):		
Saneamiento de activos intangibles (Nota 9)	2	28
Saneamiento de propiedad, planta y equipo (Nota 11)	182	59
Dotación/(reversión) de deterioro de propiedad, planta y equipo (Nota 11)	340	1.444
Dotación/(reversión) de deterioro de activo por derecho de uso (Nota 12)	0	37
Variación de provisiones	157	68
Total	**5.803**	**6.535**

43. Ingreso financiero

El desglose del epígrafe “Ingreso financiero” del Estado consolidado del resultado, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	31.12.2025	Reexpresado (Nota 2.c) 31.12.2024
Ingresos de participaciones en capital	1	1
Ingresos financieros de activos a coste amortizado	519	594
Derivados de no cobertura e ineficacias (Nota 30)	722	107
Diferencias positivas en moneda extranjera de financiación	462	361
Otras diferencias positivas en moneda extranjera	36	14
Gastos financieros activados	474	544
Actualización financiera de las provisiones para pensiones y obligaciones similares (Nota 27)	15	13
Total	**2.229**	**1.634**

La tasa media de capitalización de gastos financieros relativos a la financiación externa de elementos de propiedad, planta y equipo utilizada durante los ejercicios 2025 y 2024 ha ascendido a 5,95% y 6,17 %, respectivamente (Nota 3.d).

44. Gasto financiero

El desglose del epígrafe “Gasto financiero” del Estado consolidado del resultado, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	31.12.2025	Reexpresado (Nota 2.c) 31.12.2024
Gastos financieros de pasivos a coste amortizado:		
Gastos financieros y gastos asimilados de financiación	2.558	2.429
Otros gastos financieros y gastos asimilados	265	168
Gastos financieros de pasivos por arrendamiento (Nota 32)	89	83
Instrumentos de capital con características de pasivo financiero (Nota 24)	46	48
Derivados de no cobertura e ineficacias (Nota 30)	346	129
Corrección valorativa de activos financieros	2	4
Diferencias negativas en moneda extranjera de financiación	462	364
Otras diferencias negativas en moneda extranjera	32	10
Actualización financiera de otras provisiones (Nota 28)	127	130
Actualización financiera de las provisiones para pensiones y obligaciones similares (Nota 27)	56	59
Total	**3.983**	**3.424**

45. Activos y pasivos contingentes

Las sociedades del Grupo IBERDROLA son parte en ciertas disputas judiciales y extrajudiciales dentro del curso ordinario de sus actividades (disputas que pueden ser con proveedores, clientes, autoridades administrativas o fiscales, particulares, activistas medioambientales o empleados). La opinión de los asesores legales del Grupo IBERDROLA es que el desenlace de estas disputas no afectará significativamente a su situación financiero-patrimonial.

En relación con dichas disputas, los principales activos y pasivos contingentes del Grupo IBERDROLA no registrados en estos Estados financieros consolidados al no cumplirse los criterios establecidos en la normativa contable son los siguientes:

Pasivos contingentes

- En 2022, se aprobó la retribución de los ejercicios 2017, 2018 y 2019 a través de la Orden TED/749/2022, de 27 de julio. La Sociedad procedió a interponer recurso contra la citada Orden por incorporar los resultados de unos procedimientos de inspección sobre la información regulatoria de los ejercicios 2015 a 2017 que minoraron la retribución de los ejercicios mencionados al no reconocer, en contra de la normativa vigente, inversiones y gastos incurridos en el ejercicio de la actividad. El procedimiento es seguido ante la Sala de lo Contencioso Administrativo del Tribunal Supremo. Con fecha de 20 de febrero de 2026 se ha notificado la Sentencia del Tribunal Supremo que estima parcialmente el recurso sin imposición de costas y que es susceptible de incidente de nulidad de actuaciones sobre los conceptos no estimados.
- Recursos contencioso-administrativos interpuestos el 7 de julio de 2020 ante la Audiencia Nacional contra las resoluciones desestimatorias del Tribunal Económico-Administrativo Central notificadas en junio a IBERDROLA en relación con las actas de disconformidad firmadas por el Grupo en 2016, correspondientes a los ejercicios 2008 a 2011. Los principales ajustes en controversia se derivan de la eliminación del régimen de exención por dividendos recibidos al entender la inspección tributaria que esta es incompatible con un ajuste de valor de la cartera por cobertura de inversión neta, diferencias en los criterios de consolidación fiscal y posible concurrencia en una operación de cambio de deudor en algunas emisiones de bonos, por las circunstancias establecidas en el artículo 15.1 de la Ley General Tributaria. En relación con estos recursos, con fecha 28 de noviembre de 2024, la Audiencia Nacional dictó sentencia estimatoria en el recurso correspondiente a la discusión sobre las liquidaciones, de fecha 30 de septiembre de 2016, de la Delegación Central de Grandes Contribuyentes por el Impuesto de Sociedades, ejercicios 2009, 2010 y 2011. La sentencia anula la remisión al Conflicto de aplicación de la norma realizada por la AEAT y estima íntegramente el recurso en relación con las regularizaciones asociadas a ese procedimiento, si bien ha sido objeto de recurso ante el Tribunal Supremo por parte del Abogado General del Estado. El resto de los recursos se encuentran a cierre de 2025 pendientes de señalamiento de votación y fallo. En todo caso, las resoluciones de la Audiencia Nacional podrán ser objeto de recurso ante el Tribunal Supremo.

- Recursos contenciosos-administrativos interpuestos ante la Audiencia Nacional, el 30 de julio de 2024 y 4 junio de 2025, en relación con las resoluciones del Tribunal Económico-Administrativo Central que estimaban solo parcialmente las reclamaciones económico-administrativas interpuestas el 17 de diciembre de 2021 y el 29 de julio de 2022, respectivamente, contra los acuerdos de liquidación, en materia de Impuesto sobre Sociedades, notificados a Iberdrola Energía España, S.A. como representante del Grupo Fiscal 2/86, en relación con las actas de disconformidad firmadas por el Grupo en 2021 y 2022, correspondientes a los ejercicios 2012 a 2014 y 2015 a 2020, respectivamente. Los ajustes en controversia son sustancialmente iguales a los discutidos en relación con los ejercicios 2008 a 2011. En el recurso correspondiente a los ejercicios 2012 a 2014, se formularon alegaciones noviembre de 2024, habiéndose presentado escrito de conclusiones en febrero de 2025. El recurso relativo a los ejercicios 2015 a 2020 fue admitido a trámite por la Audiencia Nacional en el primer semestre de 2025, habiéndose formulado el escrito de demanda en octubre de 2025.
- Recurso contencioso-administrativo interpuesto ante la Audiencia Nacional el 7 de abril de 2024, en relación con la resolución del Tribunal Económico-Administrativo Central desestimatoria de la reclamación económico-administrativa interpuesta con fecha 29 de julio de 2022 contra el acuerdo de liquidación, en materia de Impuesto sobre el Valor Añadido, ejercicios 2015 a 2017, notificado a Iberdrola, S.A. como representante del Grupo de Entidades 0220/08BVA. El principal ajuste en controversia se deriva de la inclusión por parte de la Inspección, en el denominador de la prorrata de IVA de Iberdrola, S.A., de las plusvalías derivadas de transmisiones de cartera y/u operaciones de reestructuración societaria, minorando el IVA soportado deducible en el ejercicio 2015 y su efecto en ejercicios subsiguientes por la regularización del IVA soportado en la adquisición de bienes de inversión. El recurso ha sido admitido a trámite por la Audiencia Nacional, habiéndose notificado a finales de diciembre de 2025 el plazo para formular la demanda, que se ha presentado en enero de 2026.
- Recurso contencioso-administrativo interpuesto el 25 de enero de 2021 ante la Audiencia Nacional contra la resolución del Tribunal Económico-Administrativo Central notificada en diciembre de 2020 a IBERDROLA. La reclamación, interpuesta contra los acuerdos de liquidación confirmatorios de las actas de disconformidad incoadas a la Sociedad en procedimientos de comprobación limitada en relación con el Impuesto sobre Sociedades, relativos a los ejercicios 2012 a 2014, fue parcialmente estimatoria. La discrepancia con la Administración se centraba en la aplicabilidad o no del criterio de imputación temporal que ha establecido en numerosas sentencias el Tribunal Supremo, en relación con los ingresos obtenidos por el Grupo, derivados de pagos realizados con base en normas contrarias a derecho. La citada resolución estimó parcialmente las pretensiones de IBERDROLA, aceptando su criterio en lo que se refiere a los tributos declarados inconstitucionales, habiéndose interpuesto el citado recurso ante la Audiencia Nacional respecto del resto de supuestos en disputa, sin poder estimar una fecha cierta de resolución.

- Recurso interpuesto por IBERDROLA, S.A. el 6 de septiembre de 2021 ante el Tribunal Económico-Administrativo Central, contra la ejecución por parte de la Oficina Técnica de la Delegación Central de Grandes Contribuyentes de la resolución parcialmente estimatoria de dicho Tribunal anteriormente citada, que no se limitó a reconocer los efectos de dicha estimación en los ejercicios afectados (2012 a 2014), sino que extendió los mismos a otros ejercicios anteriores. Dichos ejercicios ya habían sido objeto de inspección general, existiendo además en alguno de los casos sentencia firme y por tanto, efecto de cosa juzgada. El 3 de enero de 2024 se notificó la resolución del Tribunal Económico-Administrativo Central, desestimatoria de las pretensiones de la Sociedad, frente a la que se ha interpuesto el correspondiente recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional, sin poder estimar una fecha cierta de resolución.
- Reclamación económico-administrativa interpuesta el 23 de febrero de 2024 ante el Tribunal Económico-Administrativo Central, contra el acuerdo de liquidación confirmatorio del acta de disconformidad incoada a Iberdrola, S.A., representante del Grupo de IVA 0220/08, en relación con el IVA de los ejercicios 2018 y 2019, que desestimaba la solicitudes de devolución realizadas por dos de las sociedades integrantes del citado grupo de entidades, Curenergía Comercializador de Último Recurso, S.A.U. e Iberdrola Clientes, S.A.U., en relación con las solicitudes de devolución de las cuotas de IVA correspondientes a deudas impagadas fundamentalmente por personas físicas, con más de 1 año de antigüedad y base imponible inferior a 300 euros, por considerar que la normativa española en relación con el tratamiento del IVA correspondiente a las facturas impagadas es contraria al derecho comunitario. En diciembre de 2025 se ha notificado la resolución desestimatoria de dicho Tribunal. Se está analizando la idoneidad de presentar recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional, o hacer efectivo este derecho por otras vías amparadas en la normativa de IVA vigente.
- La CNMC interpuso, con fecha de 24 de noviembre de 2015, una sanción por importe de 25 millones de euros a la sociedad Iberdrola Generación (hoy Iberdrola Energía España) como responsable de una infracción muy grave, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 60.a).15 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Frente a la referida sanción se interpuso recurso contencioso administrativo ante la Audiencia Nacional; una vez admitido, la tramitación del recurso se vio suspendida por prejudicialidad penal, al seguirse un procedimiento ante el Juzgado de Instrucción nº4 de la Audiencia nacional por los mismos hechos. Con fecha de 4 de enero de 2024, el Juzgado Central de lo Penal de la Audiencia Nacional dictó Sentencia absolutoria en el procedimiento abreviado nº 11/2022. Por Auto de 1 de febrero de 2024, del Juzgado Central de lo Penal de la Audiencia Nacional, se declaró la firmeza de la Sentencia. Terminado el procedimiento penal se alza la suspensión del contencioso administrativo ante la Audiencia Nacional, donde la compañía está realizando alegaciones en contra del acto sancionador al no haberse infringido ningún precepto legal, tal como reconoce la sentencia absolutoria de la Audiencia Nacional. La ejecución de la sanción está suspendida al haber sido garantizado su pago por medio de aval bancario. El recurso ante la Audiencia Nacional ha culminado su tramitación, habiéndose señalado para su votación y fallo, el día 11 de abril de 2026.

- En el procedimiento seguido ante el Juzgado de Instrucción nº 4 de Valladolid por la presunta adjudicación irregular de licencias eólicas en Castilla y León, Iberdrola Castilla y León (IBERCYL) ha sido emplazada como responsable civil subsidiario, solidariamente con la Junta de Castilla y León. El auto señala que IBERCYL debe afianzar por una cuantía de 11,2 millones de euros por el referido concepto. Las vistas del Juicio han sido señaladas en sesiones a celebrar desde el mes de septiembre de 2025 hasta final de enero de 2026, por lo que la sentencia se conocerá en ese año, y contra la misma se podrá interponer recurso por las partes. En el transcurso de la celebración del juicio por las acusaciones se ha retirado la acusación contra dos de las personas por las que se pide la responsabilidad civil subsidiaria a IBERCYL, manteniéndose únicamente frente a uno solo de los acusados vinculados a la sociedad, sin que se haya modificado la petición y la cuantía de la responsabilidad civil subsidiaria. La sentencia se espera para el primer semestre de 2026.

- Existen diversas reclamaciones laborales, civiles y fiscales interpuestas en Brasil a diversas empresas del Grupo NEOENERGIA derivadas del curso normal de sus actividades. El Grupo IBERDROLA considera que la evaluación del riesgo de eventuales pérdidas de las mismas se realiza por las compañías con base en las opiniones de la administración y de los asesores legales externos, efectuándose las provisiones correspondientes de acuerdo con la probabilidad de pérdida dependiendo de las evidencias disponibles, el posicionamiento de los tribunales y la jurisprudencia más reciente.

  Las reclamaciones laborales corresponden a acciones promovidas por exempleados de las sociedades del Grupo NEOENERGIA o exempleados de empresas prestadoras de servicios (subcontratación) con pedidos de horas extra, equiparación salarial y otros derechos laborales, destacando el proceso de la empresa Neoenergia Cosern, que es una acción colectiva interpuesta por el Sindicato representante de los empleados - SINTERN para el mantenimiento y cumplimiento inmediato del Plan de Cargos, Carreras y Salarios aprobado en 1991, solicitando el pago de las diferencias salariales de los últimos cinco años y cuotas vencidas. Los procesos civiles se refieren a acciones de naturaleza comercial e indemnizatoria promovidas en reclamación de daños materiales o morales, arbitrajes discutiendo asuntos relacionados con los contratos de ingeniería y energía y acciones ambientales y expropiación de inmuebles relacionadas con la ejecución de proyectos.

Dentro de los litigios fiscales en Brasil destacan los interpuestos contra las reclamaciones confirmatorias de las actas de infracción incoadas en relación con:

- la no deducibilidad del gasto de amortización de la plusvalía/goodwill (agio) en las bases de cálculo del impuesto sobre beneficios (tanto en su tramo por impuesto sobre la renta de personas jurídicas-IRPJ, como en el de contribución social-CSL) por las empresas filiales Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern, Neoenergia Elektro, Itapebi y Termopernambuco. En los últimos años se habían dictado varias decisiones favorables en primera y segunda instancia judicial sobre este asunto, en relación con varios de los ejercicios cuestionados por parte de la hacienda brasileña a las sociedades Neoenergía Pernambuco y Neoenergía Cosern, pero la cuestión de fondo seguía pendiente de la decisión definitiva por parte de la Suprema Corte. En enero de 2025 se ha notificado decisión favorable definitiva en dicha instancia judicial, en el litigio relativo al beneficio fiscal de agio aprovechado en Neo Pernambuco (2001 a 2006). En septiembre de 2025, obtuvimos una decisión favorable del Supremo Tribunal de Justicia en los casos de agios de 2007 y 2008 de Termopernambuco. En noviembre se obtuvo sentencia favorable definitiva en el agio de Pernambuco 2001-2006 y en enero de 2026 se ha obtenido resolución definitiva en relación con el agio correspondiente a 2018 por Neo Elektro;
- la falta de retención en concepto de impuesto de la renta, correspondiente al pago de los intereses sobre el capital propio entre entidades del mismo grupo;
- el requisito de retención del impuesto sobre la renta sobre la supuesta plusvalía imponible, devengada por Iberdrola Energía, S.A. tras la incorporación de Elektro Holding por Neoenergia, en relación con el cual a finales de año se ha notificado decisión administrativa en sede del CARF, desfavorable a los intereses de la sociedad por el voto de calidad de la Administración en relación con el principal, contra la que se interpuso el recurso correspondiente, pero estimando la cancelación de la multa inicialmente impuesta;
- el cuestionamiento de créditos fiscales en materia del impuesto sobre el consumo (ICMS), en las entidades NC Energia, Termopernambuco, Neoenergia Pernambuco y Neoenergia Elektro;
- el cuestionamiento de impuestos federales –IRPJ y CSLL– por desestimación de gastos con pago de compensación regulatoria en las entidades Neo Pernambuco y Neo Coelba; y
- el cuestionamiento por supuestamente dejar de recaudar el ICMS, registrando anulaciones de débitos sin comprobación de origen o con error de procedimiento, contra Neoenergia Brasília.

Con respecto a las acciones regulatorias, las distribuidoras Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern, Neoenergia Elektro y Neoenergia Brasília tienen procesos de diversa naturaleza, dentro de los cuales se destacan: (i) los procedimientos de cálculo de los indicadores de continuidad técnica del servicio, individuales y colectivos; (ii) cuestiones comerciales; (iii) la realización de las correspondientes compensaciones financieras y la recuperación de los indicadores globales; (iv) cuestiones relativas al cobro o legalidad de elementos o rúbricas tarifarios; y (v) cuestiones respecto a la legalidad de las actuaciones administrativas que le ha impuesto ANEEL. Dentro de dichas acciones, destacan:

- La Tarifa Social de Energía (Baja Renta) de Elektro, cuya pretensión de la Asociación de consumidores es el aumento del número de clientes elegibles a dicho beneficio de 2002 hasta 2010, imponiendo a ANEEL y Elektro el deber de restitución de las diferencias tarifarias, que deberán ser costeadas, al final, por el fondo sectorial CDE;
- La utilización gratuita u onerosa de las zonas de servidumbre de las carreteras por la red eléctrica, cuyo mérito se encuentra bajo discusión en la Corte Suprema (STF);
- Cuestiones diversas respecto a los niveles de sobrecontratación o subcontratación de energía, bajo discusión en el ámbito administrativo;
- La posibilidad de que ANEEL recoja para la modalidad tarifaria los ingresos tributarios resultantes de la resolución favorable a las distribuidoras en la disputa judicial acerca de la exclusión del impuesto ICMS de la base de cálculo de las contribuciones federales PIS/COFINS (tema bajo discusión inicial en el ámbito administrativo);
- La acción interpuesta por Neoenergia Coelba para anular el Aviso de Infracción nº 0035/2025-SFT/ANEEL, en relación con el supuesto incumplimiento de los plazos para responder a las solicitudes de suministro que requieren obras y para elaborar los estudios y presupuestos de conexión, según lo establecido en el artículo 88 de la Resolución Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de diciembre de 2021.

- Avangrid Power, a través de algunas filiales, tiene contratos de ingeniería, adquisición y construcción (EPC) con Sterling y Wilson Solar Solutions, Inc. (SWSS) para la construcción de dos parques solares: Lund Hill en Klickitat, WA (Lund Hill), y Pachwáywit Fields en el condado de Gillam, OR (Montague). Renewables considera que SWSS ha incumplido varias de sus obligaciones en virtud de los respectivos contratos EPC, entre ellas defectos de construcción y falta de pago a determinados subcontratistas. En consecuencia, Renewables recurrió a cartas de crédito tanto para Montague como para Lund Hill. En respuesta, SWSS presentó embargos sobre ambos proyectos por un total aproximado de 105 millones de dólares estadounidenses, alegando que esta cantidad se debe en virtud de los contratos EPC. Renewables ha depositado fianzas sobre los embargos de ambas propiedades. Posteriormente, SWSS inició acciones de ejecución hipotecaria en Oregón sobre el derecho de retención en Montague, y añadió reclamaciones por incumplimiento de contrato y quantum meruit, solicitando hasta 111,8 millones de dólares estadounidenses. SWSS también ha iniciado procedimientos de ejecución hipotecaria en el Estado de Washington. El 26 de febrero de 2024, SWSS interpuso una demanda contra la sociedad del proyecto de Lund Hill y Avangrid Power ante un tribunal del Estado de Nueva York, basada en los mismos hechos que el asunto de ejecución hipotecaria interpuesto anteriormente y solicitando 59,9 millones de dólares en concepto de daños y perjuicios.
- El 17 de mayo de 2024, AVANGRID celebró un Acuerdo y Plan de Fusión con IBERDROLA y Arizona Merger Sub, Inc . El Acuerdo de fusión establece que, en los términos y sujeto al cumplimiento o renuncia de las condiciones establecidas en él, Merger Sub se fusionará con AVANGRID, resultando AVANGRID como una sociedad filial 100% de IBERDROLA. El 27 de noviembre de 2024, Milton Deutsch presentó una demanda colectiva en el Tribunal Supremo del Estado de Nueva York, Condado de Nueva York, contra AVANGRID e IBERDROLA (la «Acción Deutsch»). La demanda alega ciertas violaciones de los deberes fiduciarios por parte de AVANGRID y los miembros del Consejo de Administración de AVANGRID en relación con la fusión, incluyendo la acción contra IBERDROLA. Posteriormente otros demandantes han querido unirse a esta acción. El tribunal ha programado una audiencia para considerar si permite la participación de estos Intervinientes. El 27 de enero de 2025, se presentó otra demanda de acción colectiva en el Tribunal de Distrito Sur de Nueva York contra AVANGRID con la misma intención de la Acción Deutsch. Se han recibido resoluciones por las que se estiman las *motion to dismiss* presentadas por AVANGRID e IBERDROLA, al considerarse en dichas sentencias que se cumplen todos los requisitos legales aplicables. Los demandantes de las acciones estatales han anunciado recurso frente a la resolución de la *motion to dismiss*.

- Encon Monterrey, sociedad del Grupo IBERDROLA y actual propietaria de la Central Térmica de Ciclo Combinado Dulces Nombres II situada en el municipio de Pesquería, Estado de Nuevo León, al norte de México, inició un procedimiento arbitral contra General Electric Global Services GmbH, sucursal de México, por incumplimiento de compromisos económicos derivados de un acuerdo de un anterior conflicto entre las partes y reclamando indemnización de daños y perjuicios por ser responsable la demandada de una parada no programada de la Planta. Dentro de este proceso arbitral ha formulado oposición a la demanda de IBERDROLA e interpuesto reconvención reclamando a la demandante la cantidad de 16,5 millones de dólares estadounidenses por: (i) los trabajos realizados durante el paro forzado; (ii) reacondicionamiento de materiales; (iii) costo del personal; (iv) impuestos de importación; y (v) pago de agentes aduaneros. IBERDROLA considera que la reclamación no es ajustada a derecho y ha presentado oposición a la reconvención.
- Por último, en México, Iberdrola Cogeneración Bajio, SA de CV presentó una demanda de amparo indirecto ante los Juzgados de Distrito en Materia de Amparo Civil, Administrativo y de Trabajo en el Estado de Querétaro, en relación con la normativa de aprobación de un Impuesto sobre emisión de gases en dicho Estado en 2024. El 15 de abril de 2025 se ha concedido a la empresa dicho amparo y protección por parte de la Justicia Federal a la empresa, a efectos de que no se le aplique la ley e incluso que le sean devueltos los importes pagados. No obstante, las autoridades responsables interpusieron un recurso de revisión, pendiente de resolución por Tribunales Colegiados de Circuito del Estado de Querétaro.

  El 6 de agosto de 2025, la empresa presentó una nueva demanda de amparo indirecto ante el mismo órgano a través de la cual se reclamó la inconstitucionalidad del impuesto declarado en 2024 y 2025, que ha seguido el mismo camino. Dado que fueron declarados infundados diversos argumentos, el 12 de noviembre de 2025 la empresa interpuso un recurso de revisión y posteriormente la autoridad responsable presentó de igual manera su recurso. Los recursos de revisión promovidos, serán resueltos por el Segundo Tribunal Colegiado en Materias Administrativa y Civil del Vigésimo Segundo Circuito.
- En relación con la desinversión en Iberdrola México, la entidad compradora México Infraestructure Partners (MIP); con fecha de 24 de febrero de 2025, ha realizado una serie de reclamaciones por supuestos incumplimientos del contrato de venta (Stock Purchase Agreement (SPA)), relacionados con supuestos daños en las plantas objeto de venta. MIP ha cuantificado los daños en la cantidad de 357 millones de dólares estadounidenses, de los que 116 millones de dólares estadounidenses corresponden a supuestas pérdidas por lucros cesantes. IBERDROLA ha contestado a las reclamaciones negando su responsabilidad y señalando que ha cumplido todas sus obligaciones bajo SPA, que dentro de las responsabilidades contractuales están excluidas las derivadas de lucro cesante, y que toda la información de las plantas vendidas fue traslada al comprador con anterioridad a la venta y que este realizó su due diligence y visitó todas las plantas comprobando su situación tanto física como la relativa a los permisos y situación en el momento de la venta. De acuerdo con lo anterior, se considera que IBERDROLA no es responsable del objeto de la reclamación.

- Las compañías estadounidenses de gas son propietarias, o han sido propietarias, de terrenos sobre los que operaban plantas para la generación de gas. Dichos terrenos quedaron contaminados como resultado de esta actividad. En algunos casos, los suelos ya han sido descontaminados; en otros casos, los suelos han sido evaluados y caracterizados aunque aún no han sido limpiados; por último en alguno de ellos, el alcance de la contaminación aún no se ha determinado. Para este último grupo no se ha registrado provisión alguna a 31 de diciembre de 2025 dado que no se puede estimar el coste razonablemente por requerir de la participación y aprobación de los reguladores. En el pasado, las compañías de gas han recibido la aprobación para la recuperación de los gastos asociados a la descontaminación de los clientes a través de tarifas y esperan recuperar los gastos de limpieza para el resto de los suelos.

Activos contingentes

- AVANGRID inició acciones legales contra los anteriores propietarios de determinados emplazamientos con objeto de recuperar los costes de restauración medioambiental a los que ha tenido que hacer frente.

Otra información

Entre los litigios regulatorios interpuestos por terceros que podrían afectar al marco retributivo y patrimonial del Grupo IBERDROLA no existen recursos destacables por su importancia.

Los activos y pasivos contingentes a 31 de diciembre de 2024 se describen en las Cuentas anuales consolidadas del Grupo IBERDROLA de dicho ejercicio.

46. Garantías comprometidas con terceros y otros compromisos adquiridos

IBERDROLA y sus filiales están obligadas a constituir las garantías en el curso ordinario de sus operaciones, de conformidad con las exigencias regulatorias, contractuales y operativas de los mercados en los que el Grupo está presente.

En la actividad de generación y comercialización eléctrica, el Grupo otorga garantías para asegurar el cumplimiento de obligaciones derivadas de contratos de compraventa de energía, acceso a redes y participación en mercados organizados. Entre los principales operadores y mercados para los que se constituyen estas garantías se encuentran MEFF, OMIE, MIBGAS, National Grid, CFE, REE y EDP Distribución.

En el ámbito de generación renovable, se aportan garantías relacionadas con la ejecución y puesta en marcha de instalaciones, compromisos de desmantelamiento y obligaciones derivadas de contratos de venta de energía a largo plazo (PPAs).

El Grupo mantiene garantías otorgadas ante la Administración Tributaria en relación con actas de disconformidad del Impuesto sobre Sociedades. Estos avales permanecen vigentes hasta que se resuelvan con carácter firme los recursos interpuestos frente a las mismas (Nota 35).

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 existen emisiones de bonos en Estados Unidos, por importes aproximados de 3.441 y 3.449 millones de euros, respectivamente, garantizadas mediante elementos de inmovilizado material pertenecientes al subgrupo AVANGRID.

IBERDROLA considera que los pasivos adicionales que pudieran originarse por las garantías entregadas a 31 de diciembre de 2025 y 2024, si los hubiera, no serían significativos.

Asimismo, en cumplimiento de determinadas obligaciones contractuales asociadas a préstamos bancarios, IBERDROLA mantiene pignoradas total o parcialmente acciones de algunas de sus sociedades dependientes.

El desglose por sociedades de las acciones pignoradas, expresado en millones de euros, se muestra a continuación:

Sociedad	2025			2024		
	Valor teórico contable	% de participación del Grupo IBERDROLA	Valor teórico contable multiplicado por el % de participación	Valor teórico contable	% de participación del Grupo IBERDROLA	Valor teórico contable multiplicado por el % de participación
Estados Unidos	**1.995**		**1.353**	**2.136**		**1.416**
Vineyard Wind TE Partners 1 LLC (1)	1.285	50,00 %	643	1.441	50,00 %	721
Avangrid Vineyard Wind Holdings LLC	710	100,00 %	710	695	100,00 %	695
Brasil	**2.893**		**1.420**	**3.420**		**1.146**
Belo Monte Participacoes, S.A.	121	83,79 %	101	123	53,50 %	66
Energetica Aguas da Pedra, S.A. (Nota 18)	0	0,00 %	0	106	53,50 %	57
Geração Céu Azul S.A. (Notas 18 y 51)	0	0,00 %	0	199	53,50 %	106
Santana 2 Energía Renovável, S.A.	108	83,79 %	90	18	53,50 %	10
Norte Energia (1)	1.232	10,00 %	123	1.556	10,00 %	156
Neoenergia Guanabara Transmissão de Energia S.A.	195	83,79 %	163	175	53,50 %	94
Neoenergia Vale do Itajaí Transmissão de Energia S.A.	283	83,79 %	237	223	53,50 %	120
Neoenergia Morro do Chapéu Transmissão e Energia S.A.	139	83,79 %	116	148	53,50 %	79
Otros	815		590	872		458
México (Nota 18)	**63**		**27**	**90**		**45**
Reino Unido	**385**		**275**	**0**		**0**
East Anglia Three, Ltd. (Nota 7) (1)	169	50,00 %	85	0	— %	0
NWEN Group Limited (Nota 7)	209	88,00 %	184	0	— %	0
Otros	7		6	0		0
Resto del mundo	**0**		**0**	**26**		**26**
Total	**5.336**		**3.075**	**5.672**		**2.633**

(1) Sociedades contabilizadas por el método de participación.

47. Retribuciones al Consejo de Administración

A propuesta de la Comisión de Retribuciones, el Consejo de Administración ha acordado para el ejercicio 2025 la asignación dentro de lo establecido en el artículo 49.1 con cargo al epígrafe “Gastos de personal” de la Cuenta de pérdidas y ganancias (Nota 40).

47.1 Retribuciones del Consejo de Administración

La retribución fija anual de los consejeros por la pertenencia al Consejo de Administración y a sus comisiones y las primas de asistencia a cada una de las reuniones, en función del cargo ostentado en cada caso, se corresponden con las aprobadas por la Junta General de Accionistas 2024 y se recogen en la "Política de remuneraciones de los consejeros" (Política de remuneraciones de los consejeros - Iberdrola). Por otro lado, en relación con la información requerida por la Ley 11/2018 sobre la remuneración media de los consejeros, la misma se puede obtener de la información contenida en esta nota.

A continuación, se indican de manera individualizada las remuneraciones satisfechas y devengadas por los miembros del Consejo de Administración, expresadas en millones de euros, durante los ejercicios 2025 y 2024, respectivamente:

	Consejo de Administración	Comisión Ejecutiva Delegada	Comisión de				Remuneración fija (1)	Prima de asistencia	Retribución en especie	Total 2025	Total 2024	
			Auditoría y Supervisión del Riesgo	Nombramientos	Retribuciones	Desarrollo Sostenible						
José Ignacio Sánchez Galán	Presidente	Presidente					0,700	0,138	0,002	0,840	0,834	
Pedro Azagra Blázquez	Consejero Delegado	Vocal					0,150	0,044	0,001	0,195	0,000	El 24 de junio del 2025, fue designado Consejero Delegado y vocal de la Comisión Ejecutiva Delegada.
Juan Manuel González Serna	Vicepresidente primero	Vocal			Presidente		0,680	0,124	0,002	0,806	0,812	
Anthony L. Gardner	Vicepresidente segundo	Vocal		Vocal			0,680	0,120	0,004	0,804	0,800	
Angel Jesús Acebes Paniagua	Vocal y consejero coordinador	Vocal		Presidente			0,640	0,134	0,006	0,780	0,776	
Iñigo Víctor de Oriol Ibarra	Vocal				Vocal		0,300	0,064	0,005	0,369	0,366	
Manuel Moreu Munaiz	Vocal	Vocal			Vocal		0,400	0,120	0,003	0,523	0,520	
Xabier Sagredo Ormaza	Vocal		Presidente				0,540	0,120	0,005	0,665	0,527	El 20 de junio del 2024, fue designado presidente de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo.
Sara de la Rica Goiricelaya	Vocal					Vocal	0,415	0,072	0,003	0,490	0,614	El 24 de junio del 2025, cesó como presidenta de la Comisión de Desarrollo Sostenible

	Consejo de Administración	Comisión Ejecutiva Delegada	Comisión de				Remuneración fija (1)	Prima de asistencia	Retribución en especie	Total 2025	Total 2024	
			Auditoría y Supervisión del Riesgo	Nombramientos	Retribuciones	Desarrollo Sostenible						
Nicola Mary Brewer	Vocal					Presidenta	0,425	0,070	0,001	0,496	0,361	El 24 de junio del 2025, fue designada como presidenta de la Comisión de Desarrollo Sostenible
Regina Helena Jorge Nunes	Vocal		Vocal				0,300	0,092	0,002	0,394	0,386	
María Ángeles Alcalá Díaz	Vocal		Vocal				0,300	0,092	0,002	0,394	0,514	El 20 de junio del 2024, cesó como presidenta de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo.
Isabel García Tejerina	Vocal					Vocal	0,300	0,064	0,002	0,366	0,362	
Ana Colonques García-Planas	Vocal			Vocal			0,300	0,064	0,005	0,369	0,011	El 17 de diciembre del 2024, fue designada vocal del Consejo de Administración y de la Comisión de Nombramientos.
Total miembros del Consejo a 31.12.2025							**6,130**	**1,318**	**0,043**	**7,491**	**6,883**	

	Consejo de Administración	Comisión Ejecutiva Delegada	Comisión de				Remuneración fija [1]	Prima de asistencia	Retribución en especie	Total 2025	Total 2024	
			Auditoría y Supervisión del Riesgo	Nombramientos	Retribuciones	Desarrollo Sostenible						
Consejeros que han cesado en los ejercicios 2024 y 2025:												
María Helena Antolín Raybaud	Vocal			Vocal			0,000	0,000	0,000	0,000	0,356	El 17 de diciembre del 2024, cesó como vocal del Consejo de Administración y de la Comisión de Nombramientos.
Armando Martínez Martínez	Consejero Delegado	Vocal					0,150	0,044	0,001	0,195	0,390	El 24 de junio del 2025, cesó como Consejero Delegado y vocal de la Comisión Ejecutiva Delegada.
Total							**6,280**	**1,362**	**0,044**	**7,686**	**7,629**	

[1] Retribución devengada en el ejercicio 2025 que se corresponde con el tiempo en el ejercicio de su cargo. Este importe no es satisfecho hasta la aprobación de las Cuentas anuales del ejercicio 2025 por la Junta General de Accionistas de 2026.

47.2 Otros gastos del Consejo de Administración

Asimismo, la mencionada asignación ha soportado otros gastos relacionados con el Consejo de Administración:

a. El importe de la prima del Seguro Colectivo de Responsabilidad Civil, por el ejercicio del cargo de consejero, que ha alcanzado los 0,147 millones de euros en el ejercicio 2025, mientras que en 2024 el importe se situó en 0,168 millones de euros.

b. El importe de la prima por la regularización de la póliza de aseguramiento de las prestaciones causadas por los miembros pasivos del Consejo de Administración que ha alcanzado los 0,068 millones de euros en 2025, mientras que en 2024 el importe alcanzó los 0,122 millones de euros.

c. El importe por servicios exteriores y otras pólizas ha alcanzado los 1,235 millones de euros en el ejercicio 2025, mientras que en 2024 el importe fue de 1,736 millones de euros.

El importe no utilizado de la asignación estatutaria correspondiente al ejercicio 2025, alcanza los 1,664 millones de euros, lo que unido al importe no utilizado de la asignación del ejercicio 2024, supone un remanente de 2,165 millones de euros que se aplicará a la asignación estatutaria del ejercicio 2026.

48. Remuneración directivos

Directivos que son consejeros

El Consejo de Administración acordó no modificar en el ejercicio 2025 el importe de la retribución fija anual del presidente ejecutivo, 2,250 millones de euros. También acordó mantener en 2025 el límite de la remuneración variable anual en 3,250 millones de euros. La retribución fija y la retribución variable anual se han mantenido inalteradas en los últimos quince ejercicios.

El Consejo de Administración acordó una retribución fija anual en el ejercicio 2025 para el consejero delegado de 1 millón de euros y estableció un límite de su retribución variable anual en 1,5 millones de euros.

En ambos casos, la retribución variable anual será satisfecha, en la medida en que se acuerde, en el ejercicio 2026 en función de los objetivos fijados.

Las remuneraciones satisfechas y devengadas por el presidente ejecutivo y por el consejero delegado (1) durante los ejercicios 2025 y 2024, expresadas en millones de euros, se indican a continuación:

	Sueldos	Retribución variable a corto plazo	Retribuciones en especie y Seguridad Social	Total 2025	Total 2024
José Ignacio Sánchez Galán	2,250	3,248	0,425	5,923	5,669
Pedro Javier Azagra Blázquez (desde 24 de junio de 2025)	0,517	0,000	0,244	0,761	0,000
Total	**2,767**	**3,248**	**0,669**	**6,684**	**5,669**

(1) El total de retribuciones satisfechas al consejero delegado desde el 1 de enero de 2025 hasta su sustitución con fecha 24 de junio de 2025 ascendió a 1,943 millones de euros (2,869 millones de euros en 2024). Adicionalmente, con fecha 24 de junio de 2025 se abonaron los conceptos liquidables correspondientes a la finalización de su prestación de servicios, incluyendo una indemnización equivalente a dos anualidades de la retribución (incluyendo una de pacto de no concurrencia), por un importe total de 4,435 millones de euros.

El artículo 49.4 de los Estatutos Sociales dispone que la retribución del presidente ejecutivo y del consejero delegado podrá consistir, además, en la entrega de acciones.

La Junta General de Accionistas celebrada el 2 de abril de 2020 aprobó el Bono estratégico 2020-2022, dirigido a los consejeros ejecutivos, al personal directivo y a otros profesionales del Grupo, para un máximo de 300 beneficiarios, como incentivo a largo plazo vinculado al desempeño de la Sociedad en relación con determinados parámetros (Nota 23).

Durante el primer trimestre de 2025 se realizó la tercera y última entrega de las tres liquidaciones anuales. El presidente ejecutivo recibió 633.334 acciones. El consejero delegado en el cargo desde el 1 de enero de 2025 hasta su sustitución con fecha 24 de junio de 2025 recibió 80.000 acciones, que le fueron asignadas en 2020 cuando era miembro de la alta dirección.

El Bono Estratégico 2023-2025 fue aprobado por la Junta General de Accionistas de 28 de abril de 2023 cuyo detalle figura en la Nota 23.

El presidente ejecutivo ha desempeñado en los ejercicios 2025 y 2024 el cargo de administrador de las sociedades Neoenergia, S.A. y AVANGRID, Inc. percibiendo, en conjunto, de dichas sociedades 0,529 y 0,566 millones de euros, en dichos ejercicios, respectivamente.

Otros directivos

Conforme a la estructura de gobierno del Grupo, la gestión efectiva de los negocios se lleva a cabo en los países o territorios, por las sociedades *subholding* y cabecera de los negocios o por las filiales de estas. La alta dirección a fecha 31 de diciembre de 2025 la componen 4 miembros (mismo número de miembros que en 2024), además del presidente ejecutivo y el consejero delegado.

Forman parte de la alta dirección aquellos miembros de la dirección de la Sociedad que desarrollen funciones globales – excepto que estas sean de apoyo, asesoramiento o *staff* – y que dependan directamente del Consejo de Administración, de su presidente o del consejero delegado de la Sociedad, así como cualquier otro a quien el Consejo de Administración, a propuesta de su presidente, reconozca tal condición y, en todo caso, el director de Auditoría Interna y Riesgos.

Los costes de la alta dirección han ascendido a 4,936 y 5,013 millones de euros en los ejercicios 2025 y 2024, respectivamente, y figuran registrados en el epígrafe “Gastos de personal” de los Estados consolidados del resultado.

A continuación, se desglosan, en millones de euros, las retribuciones y otras prestaciones durante los ejercicios 2025 y 2024:

	Alta dirección (4 miembros) [1]	
	31.12.2025	31.12.2024
Retribución dineraria [2]	2,404	2,054
Retribución variable [2]	1,349	1,895
Retribuciones en especie e ingresos a cuenta no repercutidos	0,234	0,204
Seguridad Social	0,138	0,068
Aportación promotor plan de pensiones / seguro previsión social	0,275	0,272
Póliza riesgo (fallecimiento e invalidez)	0,536	0,520
Total	**4,936**	**5,013**

Segunda entrega de las tres liquidaciones anuales correspondientes al Bono Estratégico 2020-2022 (acciones)	0	228.332
Tercera entrega de las tres liquidaciones anuales correspondientes al Bono Estratégico 2020-2022 (acciones)	228.336	0
Otros conceptos [3]	0,645	0,696

[1] Además del presidente ejecutivo y el consejero delegado.

[2] Con el fin de fomentar la necesaria autonomía e independencia y evitar conflictos ligados a retribución variable vinculada a resultados de la Sociedad, desde 1 de enero de 2025 no participan en sistemas de retribución variable anual ni son beneficiarios del incentivo a largo plazo el personal directivo y otros profesionales del Grupo IBERDROLA adscritos a direcciones o áreas con dependencia funcional de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo o de la Comisión de Desarrollo Sostenible, incluyendo las de Auditoria Interna y Riesgos y Cumplimiento.

[3] Incluye la remuneración de los altos directivos que han desempeñado el cargo de administrador de las sociedades Neoenergia, S.A. y AVANGRID, Inc.

El Bono Estratégico 2023-2025 fue aprobado por la Junta General de Accionistas de 28 de abril de 2023 cuyo detalle figura en la Nota 23.

Las cláusulas de indemnización se describen en los apartados 6.3 y C.1.39 del Informe Anual de Gobierno Corporativo incluido en el Informe de Gestión.

Por otro lado, durante los ejercicios 2025 y 2024 no se han producido operaciones vinculadas con el equipo directivo.

El importe de la remuneración fija y variable de los directivos y otros profesionales con responsabilidades de dirección no incluidos en la alta dirección de IBERDROLA ascendió a 171,705 millones de euros en 2025 (791 personas) y 171,337 millones de euros en 2024 (800 personas), afectado por el tipo de cambio.

49. Información sobre el cumplimiento del artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital

De conformidad con lo establecido en el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital introducido por el Real Decreto-ley 1/2010 de 2 de julio de 2010 y con la Ley 31/2014 de 3 de diciembre de 2014, por la que se modifica la Ley de Sociedades de Capital para la mejora del gobierno corporativo, se señalan a continuación las situaciones de conflicto de interés en las que han incurrido los administradores.

El presidente ejecutivo y el consejero delegado se ausentaron durante la deliberación de todos los acuerdos relativos a sus respectivas remuneraciones y, en el caso del consejero delegado, a su contrato.

El señor Sagredo Ormaza se abstuvo de intervenir en los acuerdos concernientes a Kutxabank, S.A. y, en concreto, en la renovación de la línea de operaciones genéricas con el grupo Kutxabank y en la contratación de una de sus sociedades como entidad agente para gestiones relacionadas con los aumentos de capital.

50. Saldos y operaciones con otras partes relacionadas

Las operaciones que se detallan a continuación son propias del giro o tráfico ordinario y han sido realizadas en condiciones normales de mercado:

Operaciones realizadas por IBERDROLA con accionistas significativos (Nota 22)

En el ejercicio 2025 no existe ningún accionista significativo que cumpla la definición del artículo 529 vicies de la Ley de Sociedades de Capital por no alcanzar el 10% de los derechos de voto o estar representado en el Consejo de Administración.

Operaciones realizadas con sociedades contabilizadas por el método de participación

El detalle de las transacciones realizadas con sociedades contabilizadas por el método de participación que son partes relacionadas y que no han sido eliminadas en el proceso de consolidación, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	2025						2024					
	Adquisición de activos	Cuentas a pagar	Cuentas a cobrar	Ventas y servicios prestados	Aprovisionamientos	Servicios recibidos	Adquisición de activos	Cuentas a pagar	Cuentas a cobrar	Ventas y servicios prestados	Aprovision amientos	Servicios recibidos
Norte Energia, S.A. (1)	0	25	1	4	203	0	0	22	1	3	211	0
Morecambe Wind, Ltd.	0	1	1	1	17	0	0	2	1	1	16	0
Enercrisa, S.A.	0	0	0	19	0	0	0	0	0	2	0	0
East Anglia Three, Ltd.	0	1	19	20	**0**	0	0	0	0	0	0	0
Charging Together, S.L.	0	8	22	10	5	0	0	78	1	7	1	0
Vineyard Wind Management Company, LLC	0	0	2	9	0	0	0	(1)	3	9	0	0
Peninsular Cogeneración, S.A.	0	3	0	5	0	0	0	2	0	27	0	0
Vineyard Wind 1, LLC	1	7	1	2	0	0	1	8	2	2	0	0
Vineyard Wind Sponsor Partners 1, LLC (Nota 15.a)	0	0	273	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras sociedades	6	92	131	15	40	2	3	66	79	16	24	2
Total	**7**	**137**	**450**	**85**	**265**	**2**	**4**	**177**	**87**	**67**	**252**	**2**

(1) Los aprovisionamientos se corresponden fundamentalmente con compras de energía eléctrica.

51. Hechos posteriores a 31 de diciembre de 2025

Los principales hechos ocurridos con posterioridad a 31 de diciembre de 2025 son los siguientes:

Iberdrola Retribución Flexible

El día 8 de enero de 2026 quedaron determinados los extremos que se resumen a continuación en relación con la ejecución del segundo aumento de capital liberado (*Iberdrola Retribución Flexible*) aprobado por la Junta General de Accionistas de IBERDROLA celebrada el 30 de mayo de 2025 bajo el punto número diez de su orden del día:

- El número máximo de acciones nuevas a emitir en virtud del aumento de capital es de 91.523.662
- El número de derechos de asignación gratuita necesarios para recibir una acción nueva es de 73.
- El importe nominal máximo del aumento de capital asciende a 68.642.747 euros.
- El importe del *Dividendo a cuenta* bruto por acción es de 0,253 euros.

Una vez finalizado el periodo de negociación de los derechos de asignación gratuita:

- Durante el plazo establecido a tal efecto, los titulares de 1.088.096.797 acciones de la Sociedad han optado por recibir el *Dividendo a cuenta*. Así pues, el importe total bruto del Dividendo a cuenta que se ha distribuido es de 275 millones de euros. Como consecuencia, dichos accionistas han renunciado de forma expresa a 1.088.096.797 derechos de asignación gratuita y, por tanto, a las 14.905.436 nuevas acciones.
- Por otra parte, el número definitivo de acciones ordinarias de 0,75 euros de valor nominal unitario emitidas es de 76.618.226, siendo el importe nominal del aumento de capital (en esta ejecución) de 57 millones de euros, lo que supone un incremento del 1,147 % sobre la cifra de capital social de IBERDROLA previa a esta ejecución.
- En consecuencia, el capital social de IBERDROLA tras el aumento de capital asciende a 5.068.384.202 euros, representado por 6.757.845.603 acciones ordinarias de 0,75 euros de valor nominal cada una, íntegramente suscritas y desembolsadas.
- Tras el cumplimiento de todos los requisitos legales (y, en particular, a la verificación de dicho cumplimiento por la Comisión Nacional del Mercado de Valores), las nuevas acciones han quedado admitidas a negociación en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia, a través del Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo), el 3 de febrero de 2026 En este sentido, la contratación ordinaria de las nuevas acciones ha comenzado el 4 de febrero de 2026.

Venta de Energyworks y Hungría (Nota 18)

En enero de 2026, se ha procedido a la formalización de venta de las participaciones en Energyworks Milagros, S.L., Energyworks San Millán, S.L., Energyworks Fonz, S.L. y Energyworks Monzón, S.L. así como de la participación en Iberdrola Renovables Magyarország KFT, las cuales estaban clasificadas en los epígrafes "Activos mantenidos para su enajenación" y "Pasivos mantenidos para su enajenación" a 31 de diciembre de 2025.

Acuerdo marco de coinversión con NBIM Iberian Reinfra AS (Nota 7)

En base a la alianza de coinversión entre el Grupo IBERDROLA y Norges Bank Investment Management, el Grupo IBERDROLA ha incorporado en febrero de 2026 646 MW de potencia solar fotovoltaica correspondientes a los proyectos de Caparacena y Ciudad Rodrigo, alcanzando 1.500 MW de potencia instalada renovable.

Mercado bancario

Las operaciones de financiación más significativas realizadas por el Grupo IBERDROLA con posterioridad al 31 de diciembre de 2025 han sido las siguientes:

Prestatario	Operación	Importe (millones)	Moneda	Vencimiento Máximo
Neoenergia Elektro	Préstamo 4131	32	EUR	ene-29
Iberdrola Financiación (1)	Préstamo BEI verde	175	EUR	A determinar

(1) Financiación prevista disponer en el 2026.

52. Honorarios por servicios prestados por los auditores de cuentas

El detalle de los honorarios por servicios prestados por KPMG Auditores, S.L. y el resto de sociedades afiliadas a KPMG Internacional durante los ejercicios 2025 y 2024, expresado en millones de euros, es el siguiente:

	2025		
	Servicios prestados por KPMG Auditores, S.L.	Servicios prestados por otras entidades afiliadas a KPMG Internacional	Total
Servicios de auditoría de cuentas	7,35	16,20	23,55
Otros servicios distintos	2,88	1,72	4,60
Servicios requeridos al auditor de cuentas por la normativa aplicable	0	0,10	0,10
Otros servicios	2,88	1,62	4,50
Total	**10,23**	**17,92**	**28,15**

Dentro de otros servicios se incluyen la prestación de los siguientes servicios:

	2025		
	Servicios prestados por KPMG Auditores, S.L.	Servicios prestados por otras entidades afiliadas a KPMG Internacional	Total
Servicios de revisión limitada de información intermedia	1,28	0,00	1,28
Servicios de comfort letter de emisiones de deuda	0,29	0,64	0,93
Servicios de emisión de informes de procedimientos acordados, aseguramiento u otros informes requeridos por las autoridades reguladoras del sector	0,63	0,73	1,36
Otros servicios de informes de procedimientos acordados (*)	0,68	0,25	0,93
Total	**2,88**	**1,62**	**4,50**

(*) Principalmente informes de procedimientos acordados requeridos por el regulador de cada país, así como informes complementarios al informe de auditoría requeridos por la legislación vigente en determinados países en los que opera el Grupo.

	2024		
	Servicios prestados por KPMG Auditores, S.L.	Servicios prestados por otras entidades afiliadas a KPMG Internacional	Total
Servicios de auditoría de cuentas	7,16	19,69	26,85
Otros servicios distintos	3,08	1,48	4,56
Servicios requeridos al auditor de cuentas por la normativa aplicable	0	0,15	0,15
Otros servicios	3,08	1,33	4,41
Total	**10,24**	**21,17**	**31,41**

Dentro de otros servicios se incluyen la prestación de los siguientes servicios:

	2024		
	Servicios prestados por KPMG Auditores, S.L.	Servicios prestados por otras entidades afiliadas a KPMG Internacional	Total
Servicios de revisión limitada de información intermedia	1,29	0	1,29
Servicios de comfort letter de emisiones de deuda	0,58	0,32	0,90
Servicios de emisión de informes de procedimientos acordados, aseguramiento u otros informes requeridos por las autoridades reguladoras del sector	0,91	0,53	1,44
Otros servicios de informes de procedimientos acordados (*)	0,30	0,48	0,78
Total	**3,08**	**1,33**	**4,41**

(*) Principalmente informes de procedimientos acordados requeridos por el regulador de cada país, así como informes complementarios al informe de auditoría requeridos por la legislación vigente en determinados países en los que opera el Grupo.

Adicionalmente, en el ejercicio 2025 otros auditores han prestado servicios de auditoría de cuentas por importe de 1,34 millones de euros y otros servicios por 0,38 millones de euros (1,36 y 0,33 millones de euros en el ejercicio 2024, respectivamente).

53. Beneficio por acción

El número medio ponderado de acciones ordinarias utilizado en el cálculo del beneficio por acción básico y diluido a 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

	2025		2024	
	Básico	Diluido	Básico	Diluido
Acciones medias durante el ejercicio	6.837.893.093	6.851.627.003	6.718.930.275	6.734.936.980
Número medio de acciones propias en cartera	(104.235.650)	(104.235.650)	(91.945.467)	(91.924.403)
Número medio de acciones en circulación	**6.733.657.443**	**6.747.391.353**	**6.626.984.808**	**6.643.012.577**

El resultado básico por acción se ha obtenido dividiendo (a) la cifra del resultado del ejercicio atribuido a los accionistas de la Sociedad dominante, ajustado por la imputación al ejercicio del cupón neto correspondiente a las obligaciones perpetuas subordinadas Nota 22, entre (b) la media ponderada de acciones ordinarias en circulación durante el periodo.

El resultado diluido por acción se ha obtenido dividiendo el resultado del ejercicio atribuido a los accionistas de la Sociedad dominante ajustado según se indica anteriormente, entre la media ponderada de acciones ordinarias ajustada que se indica en el párrafo anterior, más la media ponderada de acciones ordinarias que serían emitidas si se convirtieran en acciones ordinarias todas las acciones ordinarias potenciales dilusivas en circulación durante el periodo.

El beneficio básico y diluido por acción correspondiente a los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

	2025		2024	
	Básico	Diluido	Básico	Diluido
Beneficio neto procedente de actividades continuadas de la Sociedad dominante (*) (millones de euros)	5.921	5.921	4.133	4.133
Intereses devengados por las obligaciones perpetuas subordinadas (millones de euros) (Nota 22)	(230)	(230)	(219)	(219)
Beneficio neto ajustado procedente de actividades continuadas (millones de euros)	**5.691**	**5.691**	**3.914**	**3.914**
Beneficio neto procedente de actividades discontinuadas (millones de euros)	**364**	**364**	**1.479**	**1.479**
Número medio de acciones en circulación	**6.733.657.443**	**6.747.391.353**	**6.626.984.808**	**6.643.012.577**
Beneficio por acción (euros) procedente de actividades continuadas	**0,845**	**0,843**	**0,590**	**0,589**
Beneficio por acción (euros) procedente de actividades discontinuadas	**0,054**	**0,054**	**0,223**	**0,223**

(*) Beneficio neto del ejercicio procedente de operaciones continuadas neto de participaciones no dominantes.

En el cálculo del beneficio por acción (básico y diluido), los denominadores han sido ajustados para reflejar aquellas operaciones que han supuesto un aumento en el número de acciones en circulación sin una variación asociada en los recursos, como si estas hubieran tenido lugar al inicio del primer periodo presentado.

Como se describe en las Notas 22 y 51 de estas Cuentas anuales consolidadas, en julio de 2025 y enero de 2026 se llevaron a cabo dos ampliaciones de capital liberadas en el contexto del programa Iberdrola retribución flexible. De acuerdo con lo establecido en la NIC 33: “Ganancias por acción”, estas ampliaciones de capital han supuesto la corrección del beneficio por acción correspondiente al ejercicio 2024 incluido en las Cuentas anuales consolidadas de dicho ejercicio y han sido tenidas en cuenta en el cálculo del beneficio por acción básico y diluido correspondiente al ejercicio 2025.

54. Formulación de las cuentas anuales

Las Cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2025 han sido formuladas por los administradores de IBERDROLA el 24 de febrero de 2026.

Anexo I

INFORMACIÓN ADICIONAL DEL EJERCICIO 2025 REFERENTE A LAS SOCIEDADES GRUPO, ACUERDOS CONJUNTOS Y EMPRESAS ASOCIADAS DEL GRUPO IBERDROLA

A continuación, se detalla el porcentaje de participación directa o indirecta que Iberdrola, S.A. mantiene en las sociedades de sus diferentes ramas de negocios. El porcentaje de votos en los órganos de decisión de estas sociedades que es controlado por IBERDROLA se corresponde, básicamente, con el porcentaje de participación.

(*) Se detalla a continuación el método de contabilización utilizado en cada sociedad:

G: Consolidación global.

E: Método de participación.

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
ESPAÑA					
Aixeindar, S.A.	España	Energía	75	60	G
Alfajarín Renovables, S.L.	España	Energía	30,63		E
Anselmo León Distribución, S.L.	España	Energía	100	100	G
Anselmo León Hidráulica, S.L. (1)	España	Energía	100	100	E
Balantia Energy Solutions & Technologies S.L.	España	Servicios	100	100	G
Biocantaber, S.L.	España	Energía	50	50	E
Biomilagros Tech, S.L.U.	España	Energía	100		G
Bionor Eólica, S.A.	España	Energía	57	57	G
Biovent Energía, S.A.	España	Energía	95	95	G
Boreas Wind, S.L.	España	Energía	100	100	G
Cantaber Generación Eólica, S.L.	España	Energía	69,01	69,01	G
Castellón Green Hydrogen, S.L.	España	Energía	50	50	E
Cerezo Wind, S.L.	España	Energía	100	100	G
Charging Together, S.L.	España	Servicios	50	50	E
Ciener, S.A.U.	España	Energía	100	100	G
Cogeneración Gequisa, S.A.	España	Energía	50	50	E
Curenergía Comercializador de Último Recurso, S.A.U.	España	Comercializadora	100	100	G
Dehesa Solar Sur, S.L.	España	Energía	51	100	G
Desarrollo de Energías Renovables de La Rioja, S.A. (2)	España	Energía	63,55	63,55	E
Desarrollos Fotovoltaicos Fuentes, S.L.	España	Energía	100	100	G
Desarrollos Renovables Alcoi, S.L.	España	Energía	100		G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Desarrollos Renovables Alhorines, S.L.	España	Energía	100		G
Desarrollos Renovables Ayora, S.L.	España	Energía	100	100	G
Desarrollos Renovables Biar, S.L.	España	Energía	100		G
Desarrollos Renovables Caparacena, S.L.	España	Energía	100	100	G
Desarrollos Renovables Ciudad Rodrigo, S.L.	España	Energía	100	100	G
Desarrollos Renovables Cofrentes, S.L.	España	Energía	100	100	G
Desarrollos Renovables Escatrón, S.L.	España	Energía	100	100	G
Desarrollos Renovables Fuendetodos, S.L.	España	Energía	100	100	G
Desarrollos Renovables FV Laguna, S.L.	España	Energía	100	100	G
Desarrollos Renovables FV Lanza, S.L.	España	Energía	100	100	G
Desarrollos Renovables FV Olmedillla, S.L.	España	Energía	51	51	G
Desarrollos Renovables FV Romeral, S.L.	España	Energía	51	51	G
Desarrollos Renovables Peñarubia, S.L.	España	Energía	51	51	G
Desarrollos Renovables Peralta, S.L.	España	Energía	100		G
Desarrollos Renovables Santiponce, S.L.	España	Energía	100		G
Desarrollos Renovables Tagus, S.L.	España	Energía	51	100	G
Desarrollos Renovables Trinidad, S.L.	España	Energía	100	100	G
Desarrollos Renovables Virgen de Areños III, S.L. (Antes Desarrollos Renovables Villamanrique, S.L.)	España	Energía	100	100	G
Ekienea, S.L.	España	Energía	75	75	G
Electra Energía. S.A.U.	España	Energía	100		G
Electra Sierra de los Castillos, S.L.	España	Energía	97	97	G
Eléctrica Conquense Distribución, S.A.	España	Energía	53,59	53,59	G
Eléctrica Conquense, S.A.	España	Holding	53,59	53,59	G
Enercrisa, S.A.	España	Energía	50	50	E
Energía de Castilla y León, S.A.	España	Energía	85,5	85,5	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Energía Portátil Cogeneración, S.A.	España	Energía	50	50	E
Energías Ecológicas de Tenerife, S.A. (3)	España	Energía	50	50	G
Energías Eólicas de Cuenca, S.A.U.	España	Energía	51	51	G
Energías Renovables Cespedera, S.L.	España	Energía	100	100	G
Energías Renovables Cornicabra, S.L.	España	Energía	100	100	G
Energías Renovables de Belona, S.L.	España	Energía	100	100	G
Energías Renovables de Circe, S.L.	España	Energía	100	100	G
Energías Renovables de Febe, S.L.	España	Energía	100	100	G
Energías Renovables de Hermes, S.L.	España	Energía	100	100	G
Energías Renovables de la Región de Murcia, S.A.U.	España	Energía	100	100	G
Energías Renovables de Tione, S.L.	España	Energía	100	100	G
Energías Renovables Espliego, S.L.	España	Energía	100	100	G
Energías Renovables Ibermap, S.L.	España	Energía	51	51	G
Energías Renovables Jungla Verde, S.L.	España	Energía	51	51	G
Energías Renovables Poleo, S.L.	España	Energía	100	100	G
Energías Renovables Romeo, S.L.	España	Energía	51	51	G
Energías Renovables Velilla. S.L. (Antes Desarrollos Renovables FV Teruel, S.L.)	España	Energía	100	100	G
Energías Verdes de Tenerife, S.L. (3)	España	Energía	50	50	G
Energyworks Aranda, S.L.	España	Energía	99	99	G
Energyworks Carballo, S.L.	España	Energía	99	99	G
Energyworks Cartagena, S.L.	España	Energía	99	99	G
Energyworks Fonz, S.L.	España	Energía	100	100	G
Energyworks Milagros, S.L.	España	Energía	100	100	G
Energyworks Monzón, S.L.	España	Energía	100	100	G
Energyworks San Millán, S.L.	España	Energía	100	100	G
Energyworks Villarrobledo, S.L.	España	Energía	99	99	G
Energyworks Vit-Vall, S.L.	España	Energía	99	99	G
Eólica 2000, S.L.	España	Energía	51	51	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Eólica Campollano, S.A. (2)	España	Energía	25	25	E
Eólica San Cristobal, S.L.	España	Energía	100		G
Eólicas de Euskadi, S.A.U.	España	Energía	100	100	G
Fincalia Agropecuaria siglo XXI, S.A.	España	Energía	100	100	G
Fincalia Agropecuaria, S.A.	España	Energía	100	100	G
Fotovoltaica Varadero, S.L.	España	Energía	100	100	G
Fudepor, S.L.	España	Energía	50	50	E
Fuendetodos Promotores 400, S.L (5)	España	Energía	12,99	12,99	
Gestión de Evacuación de la Serna, S.L. (4)	España	Energía	11,18	11,18	E
Hidroeléctrica del Guadalope, S.A.U.	España	Energía	100		G
Iberdrola Clientes Internacional, S.A.U.	España	Holding	100	100	G
Iberdrola Clientes, S.A.U.	España	Comercializadora	100	100	G
Iberdrola Cogeneración, S.L.U.	España	Holding	100	100	G
Iberdrola Energía España, S.A.U.	España	Energía	100	100	G
Iberdrola Energía Sostenible España, S.L.	España	Holding	100	100	G
Iberdrola Generación Nuclear, S.A.U.	España	Energía	100	100	G
Iberdrola Generación Térmica, S.L.U.	España	Energía	100	100	G
Iberdrola Generación, S.A.U.	España	Energía	100	100	G
Iberdrola Green2Next, S.L.	España	Servicios	100	100	G
Iberdrola Operación y Mantenimiento, S.A.U.	España	Servicios	100	100	G
Iberdrola Redes España, S.A.	España	Holding	100	100	G
Iberdrola Renovables Galicia, S.A.U.	España	Energía	100	100	G
Iberdrola Renovables Andalucía, S.A.U.	España	Energía	100	100	G
Iberdrola Renovables Aragón, S.A.U.	España	Energía	100	100	G
Iberdrola Renovables Canarias, S.A.U.	España	Energía	100	100	G
Iberdrola Renovables Castilla – La Mancha, S.A.U.	España	Energía	100	100	G
Iberdrola Renovables Castilla y León, S.A.	España	Energía	95	95	G
Iberdrola Renovables Energía, S.A.U.	España	Holding	100	100	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Iberdrola Renovables Internacional, S.A.U.	España	Holding	100	100	G
Iberdrola Renovables La Rioja 2, S.A.	España	Energía	63,55	63,55	G
Iberdrola Renovables La Rioja, S.A. (2)	España	Energía	63,55	63,55	E
Iberdrola Servicios Energéticos, S.A.U.	España	Comercializadora	100	100	G
Iberduero, S.L.U.	España	Energía	100	100	G
Iberenova Promociones, S.A.U.	España	Energía	100	100	G
Iberjalón, S.A.	España	Energía	80	80	G
ICARO Renovables. S.A.	España	Energía	100	100	G
ICE Balsicas Promotores, S.L. (2)	España	Energía	51	51	E
I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U.	España	Energía	100	100	G
Iesa Intermalta Energía, S.A.	España	Energía	50	50	E
Infraestructuras de Evacuación Los Arenales, S.L.	España	Energía	50	50	E
Iniciativas Eólicas Cantabria, S.L.	España	Energía	60	60	G
Ir Redes de Calor y Frío, S.L.	España	Servicios	50	50	E
Linea Curacavas, S.L.	España	Energía	24,04	24,05	E
Llanos Pelaos Fotovoltaica, S.L.	España	Energía	75	75	G
Maestrazgo Distribución Eléctrica, S.L.U.	España	Energía	100		G
Molinos de la Rioja, S.A. (2)	España	Energía	63,55	63,55	E
Molinos del Cidacos, S.A.	España	Energía	63,55	63,55	G
Nuclenor, S.A.	España	Energía	50	50	E
Nuevas Energías del Maestrazgo, S.L.	España	Energía	50		E
Parque Eólico Capiechamartin, S.L.	España	Energía	100	100	G
Parque Eólico Cordel y Vidural, S.L.	España	Energía	100	100	G
Parque Eólico Cruz de Carrutero, S.L.	España	Energía	76	76	G
Parque Eólico Encinillas, S.L.	España	Energía	100	100	G
Parque Eólico Panondres, S.L.	España	Energía	100	100	G
Parque Eólico Verdigueiro, S.L.	España	Energía	100	100	G
Parque Solar Cáceres, S.L.	España	Energía	100	100	G
Parques Eólicos Alto de Layna, S.L.	España	Energía	51	51	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Peache Energías Renovables, S.A.	España	Energía	95	95	G
Peninsular Cogeneración, S.A.	España	Energía	50	50	E
Peñaflor Renovables, S.L.	España	Energía	26,50		E
Producciones Energéticas Asturianas, S.L.	España	Energía	80	80	G
Productos y Servicios de Confort, S.A.	España	Servicios	100	100	G
Promoció D'Energies Renovables de Morella, S.L.	España	Energía	24,50		E
Promotores Caparacena 400, S.L.	España	Energía	45,62	45,62	E
Promotores Renovables Fuentes de la Alcarria, S.L. (5)	España	Energía	39,95	39,95	
Proyecto Nuñez de Balboa, S.L.	España	Energía	100	100	G
Proyecto Solar Francisco Pizarro, S.L.	España	Energía	100	100	G
Proyectos Renovables de Caparacena, S.L. (Antes Desarrollos Renovables Alcocero de Mola, S.L.)	España	Energía	100	100	G
Puerto Rosario Solar 2, S.L.	España	Energía	75	75	G
Puerto Rosario Solar 3, S.L.	España	Energía	75	75	G
PV I Ataulfo, S.L.	España	Energía	100	100	G
Renovables de Buniel, S.L.	España	Energía	75	75	G
Renovables de la Ribera, S.L. (3)	España	Energía	50	50	G
Sistemas Energéticos Altamira, S.A.U.	España	Energía	51	51	G
Sistemas Energéticos Chandrexa, S.A.	España	Energía	96,07	96,07	G
Sistemas Energéticos de la Linera, S.A.U.	España	Energía	51	51	G
Sistemas Energéticos del Moncayo, S.A.	España	Energía	75	75	G
Sistemas Energéticos Finca San Juan, S.L.	España	Energía	100	100	G
Sistemas Energéticos Jaralón, S.A.	España	Energía	100	100	G
Sistemas Energéticos La Gomera, S.A.U.	España	Energía	51	51	G
Sistemas Energéticos La Higuera, S.A.	España	Energía	55	55	G
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	Energía	80	80	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Sistemas Energéticos Loma del Viento, S.A.	España	Energía	51	51	G
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.	España	Energía	78	78	G
Sistemas Energéticos Nacimiento, S.A.U.	España	Energía	51	51	G
Sistemas Energéticos Serra de Lourenza, S.A.	España	Energía	100	100	G
Sistemas Energéticos Tacica de Plata, S.A.U.	España	Energía	51	51	G
Sistemas Energéticos Torralba, S.A.	España	Energía	60	60	G
Sistemas Eólicos de Muño, S.L.	España	Energía	75	75	G
Sistemes Energetics Savalla del Comtat, S.A.U.	España	Energía	51	51	G
Solar Majada Alta, S.L.	España	Energía	50,1	50,1	G
Sotavento Galicia, S.A. (4)	España	Energía	8	8	E
Tarragona Power, S.L.U.	España	Energía	100	100	G
REINO UNIDO					
Blaenau Gwent Solar, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
Bryn Henllys SF, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
Celtpower, Ltd.	Reino Unido	Energía	50	50	E
CLASS Electricity, Ltd.	Reino Unido	Energía	88	88	G
Coldham Windfarm, Ltd.	Reino Unido	Energía	80	80	G
Cumberhead West Wind Farm, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
Derryherk, Ltd.	Reino Unido	Serv.Gestión activos	100	100	G
Down Barn Farm SF, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
East Anglia Offshore Wind, Ltd.	Reino Unido	Energía	50	50	E
East Anglia One North Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
East Anglia One, Ltd.	Reino Unido	Energía	60	60	G
East Anglia Three, Ltd.	Reino Unido	Energía	50	100	E
East Anglia Three Holdings, Ltd.	Reino Unido	Energía	50	100	E
East Anglia Two Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
Electralink, Ltd. (5)	Reino Unido	Energía	20,24	13,36	
Electricity North East (Construction & Maintenance), Ltd.	Reino Unido	Energía	88	88	G
Electricity North West (Construction & Maintenance), Ltd.	Reino Unido	Energía	88	88	G
Electricity North West (ESPS) Pensions Trustees, Ltd.	Reino Unido	Energía	88	88	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Electricity North West Number 1 Company, Ltd.	Reino Unido	Energía	88	88	G
Electricity North West Property, Ltd.	Reino Unido	Energía	88	88	G
Electricity North West Services, Ltd.	Reino Unido	Energía	88	88	G
Electricity North West, Ltd.	Reino Unido	Energía	88	88	G
Electricity North West (Holdings), Ltd. (Antes North West Electricity Networks (Jersey), Ltd.)	Reino Unido	Energía	88	88	G
Elexon, Ltd. (4)	Reino Unido	Energía	7,7	7,7	E
ENW Capital Finance, plc	Reino Unido	Energía	88	88	G
ENW Finance, plc	Reino Unido	Energía	88	88	G
Grafton Underwood Solar, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
Hagshaw Hill Repowering, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
Longney Solar, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
MachairWind, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
MarramWind, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	50	G
Milltown Airfiled Solar PV, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
Morecambe Wind, Ltd.	Reino Unido	Energía	50	50	E
NGET/SPT Upgrades, Ltd.	Reino Unido	Energía	50	50	E
North West Electricity Networks (Finance), Ltd.	Reino Unido	Energía	88	88	G
North West Electricity Networks (Holdings), Ltd.	Reino Unido	Energía	88	88	G
North West Electricity Networks (UK), Ltd.	Reino Unido	Energía	88	88	G
North West Electricity Networks, plc	Reino Unido	Energía	88	88	G
NWEN Finance, plc	Reino Unido	Energía	88	88	G
NWEN Group, Ltd.	Reino Unido	Energía	88	88	G
Pipplepen Solar, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
Ranksborough Solar, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
Scottish Power Energy Networks Holdings, Ltd.	Reino Unido	Holding	100	100	G
Scottish Power Retail Holdings Ltd.	Reino Unido	Holding	100	100	G
ScottishPower (DCL), Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
ScottishPower (SCPL), Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
ScottishPower Energy Management (Agency), Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
ScottishPower Energy Management, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
ScottishPower Energy Retail, Ltd.	Reino Unido	Comercializadora	100	100	G
ScottishPower Generation (Assets), Ltd	Reino Unido	Energía	100	100	G
ScottishPower Renewable Energy, Ltd.	Reino Unido	Holding	100	100	G
ScottishPower Renewables (WODS), Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
ScottishPower Renewables UK, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
SP Dataserve, Ltd.	Reino Unido	Gestión datos	100	100	G
SP Distribution, Plc.	Reino Unido	Energía	100	100	G
SP Green Hydrogen, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
SP Manweb, Plc.	Reino Unido	Energía	100	100	G
SP Power Systems, Ltd.	Reino Unido	Serv. Gestión activos	100	100	G
SP Transmission, Plc.	Reino Unido	Energía	100	100	G
Sparrow Lodge Solar, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
Speyslaw Solar, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
Steel River Power, Ltd.	Reino Unido	Energía	44		E
Thurlaston Solar, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
Tuckey Farm Solar, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
Wood Lane Solar, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
ESTADOS UNIDOS					
12 Mile Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Aeolus IX Class B Member, LLC, LLC	EE.UU.	Holding	100		G
Aeolus Power IX, LLC	EE.UU.	Holding	100		G
Aeolus Wind Power VII, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Aeolus Wind Power VIII, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
AGP Sponsor Partners, LLC	EE.UU.	Holding	100		G
APHI TE Owner, LLC	EE.UU.	Holding	100		G
Atlantic Renewable Energy Corporation	EE.UU.	Holding	100	100	G
Atlantic Renewable Projects II, LLC	EE.UU.	Holding	100	100	G
Atlantic Renewable Projects, LLC	EE.UU.	Holding	100	100	G
Atlantic Wind, LLC	EE.UU.	Holding	100	100	G
Aurora Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Avangrid Arizona Renewables, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Avangrid Enterprises, Inc.	EE.UU.	Holding	100	100	G
Avangrid Logistic Services, LLC	EE.UU.	Servicios	100	100	G
Avangrid Management Company, LLC	EE.UU.	Servicios	100	100	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Avangrid Networks. Inc.	EE.UU.	Holding	100	100	G
Avangrid New York TransCo, LLC	EE.UU.	Holding	100	100	G
Avangrid Power, LLC (Antes Avangrid Renewables, LLC)	EE.UU.	Holding	100	100	G
Avangrid Power Holdings, Inc. (Antes Avangrid Renewables Holdings, Inc.)	EE.UU.	Holding	100	100	G
Avangrid Service Company	EE.UU.	Servicios	100	100	G
Avangrid Solutions, Inc.	EE.UU.	Otros	100	100	G
Avangrid Texas Renewables, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Avangrid Vineyard Wind Holdings, LLC	EE.UU.	Holding	100	100	G
Avangrid Vineyard Wind, LLC	EE.UU.	Holding	100	100	G
Bakeoven Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Barton Windpower, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Berkshire Energy Resources	EE.UU.	Holding	100	100	G
Big Horn II Wind Project, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Big Horn Wind Project, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Blue Creek Wind Farm, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Bluebird Solar Power, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Bright Mountain Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Buffalo Ridge I, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Buffalo Ridge II, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Camino Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Casselman Wind Power, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Central Maine Power Company	EE.UU.	Energía	100	100	G
Chester SVC Partnership (3)	EE.UU.	Energía	50	50	G
CMP Group, Inc.	EE.UU.	Holding	100	100	G
CNE Energy Services Group, LLC	EE.UU.	Servicios	100	100	G
Colorado Green Holdings, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Commonwealth Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Connecticut Energy Corporation	EE.UU.	Holding	100	100	G
Connecticut Natural Gas Corporation	EE.UU.	Gas	100	100	G
Coyote Ridge Wind, LLC (4)	EE.UU.	Energía	18,44	20	E
CTG Resources, Inc.	EE.UU.	Holding	100	100	G
Daybreak Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Deer River Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Deerfield Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Desert Wind Farm, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Dillon Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
El Cabo Partners, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
El Cabo Wind Holdings, LLC	EE.UU.	Holding	100	100	G
El Cabo Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Elk River Wind Farm, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Elm Creek Wind II, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Elm Creek Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Empire Solar Power, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Farmers City Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Flat Rock Windpower II, LLC	EE.UU.	Energía	50	50	E
Flat Rock Windpower, LLC	EE.UU.	Energía	50	50	E
Flying Cloud Power Partners, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Flying Cow Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Fountain Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Frogtown Solar, LLC (Antes Eagle Solar Energy Center, LLC)	EE.UU.	Energía	100	100	G
GCE Holding, LLC	EE.UU.	Holding	50	50	E
GenConn Devon, LLC	EE.UU.	Energía	50	50	E
GenConn Energy, LLC	EE.UU.	Holding	50	50	E
GenConn Middletown, LLC	EE.UU.	Energía	50	50	E
Golden Hills Wind Farm, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Goodland Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Great Bear Linka, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Great Bear Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Groton Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Hardscrabble Wind Power, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Hay Canyon Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Heartland Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Helix Wind Power Facility, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Imperial Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Juniper Canyon Wind Power II, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Juniper Canyon Wind Power, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Jupiter Hydrogen. LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Kalina Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Karankawa Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Kitty Hawk Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Klamath Energy, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Klamath Generation, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Klondike Wind Power II, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Klondike Wind Power III, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Klondike Wind Power, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
La Joya Bond, LLC	EE.UU.	Otros	100	100	G
La Joya Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Lakeview Cogeneration, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Leaning Juniper 2B, LLC	EE.UU.	Energía	100		G
Leaning Juniper Wind Power II, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Leipsic Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Lempster Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Locust Ridge II, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Locust Ridge Wind Farms, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Loma Vista, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Loowit Battery Storage, LLC	EE.UU.	Baterías	100	100	G
Lund Hill Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Maine Electric Power Company, Inc.	EE.UU.	Energía	78,28	78,28	G
Maine Yankee Atomic Power Company (5)	EE.UU.	Otros	38	38	
MaineCom Services	EE.UU.	Telecomunicaciones	100	100	G
Manzana Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Midland Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Milky Way Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Minndakota Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Mohawk Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Montague Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Montague Wind Power Facility, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Moraine Wind II, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Moraine Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Mount Pleasant Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Mountain View Power Partners III, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
NECEC Transmission, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
New England Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
New Harvest Wind Project, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
New York State Electric & Gas Corporation	EE.UU.	Electricidad y Gas	100	100	G
NM Green Holdings, Inc	EE.UU.	Holding	100	100	
Northern Iowa WindPower II, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Northern Maine Transmission Line, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
NORVARCO	EE.UU.	Holding	100	100	G
NYSEG Storm Funding, LLC	EE.UU.	Electricidad y Gas	100	100	G
Oregon Trail Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Osagrove Flat Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Osagrove Flats Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Otter Creek Wind Farm, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Pacific Wind Development, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Park City Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Patriot Wind Farm, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Patriot Wind Holdings, LLC	EE.UU.	Holding	100	100	G
Patriot Wind TE Holdco, LLC	EE.UU.	Holding	100	100	G
Pebble Springs Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Phoenix Wind Power, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Pontotoc Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Poseidon Solar, LLC	EE.UU.	Energía	50	50	E
Poseidon Wind, LLC	EE.UU.	Energía	50	50	E
Powell Creek Linka, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Powell Creek Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
PPM Colorado Wind Ventures, Inc.	EE.UU.	Holding	100	100	G
PPM Roaring Brook, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
PPM Technical Services, Inc.	EE.UU.	Servicios	100	100	G
PPM Wind Energy, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Providence Heights Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
RG&E Storm Funding, LLC	EE.UU.	Electricidad y Gas	100	100	G
RGS Energy Group, Inc.	EE.UU.	Holding	100	100	G
Rochester Gas and Electric Corporation	EE.UU.	Electricidad y Gas	100	100	G
Rugby Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
San Luis Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
ScottishPower Financial Services, Inc.	EE.UU.	Inactiva	100	100	G
ScottishPower Group Holdings Company	EE.UU.	Holding	100	100	G
Shiloh I Wind Project, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Shutler Energy Storage, LLC	EE.UU.	Baterías	100		G
Solar Star Oregon II, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Solis Solar Power I, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Solis Solar Power II, LLC	EE.UU.	Energía	100		G
South Chestnut, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
St. Croix Valley Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Stagecoach Sunshine, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Star Point Wind Project, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Streator Cayuga Ridge Wind Power, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Summit Solar PA, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Sunset Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Tatanka Ridge Wind. LLC (4)	EE.UU.	Energía	14,41	15	E
The Berkshire Gas Company	EE.UU.	Gas	100	100	G
The Southern Connecticut Gas Company (SCG)	EE.UU.	Gas	100	100	G
The Union Water Power Company	EE.UU.	Servicios	100	100	G
The United Illuminating Company	EE.UU.	Energía	100	100	G
Tower Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Trimont Wind I, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
True North Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Tule Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Twin Buttes Wind, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Twin Buttes Wind II, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
UIL Distributed Resources	EE.UU.	Servicios	100	100	G
UIL Group, LLC	EE.UU.	Holding	100	100	G
UIL Holdings Corporation	EE.UU.	Holding	100	100	G
United Resources, Inc.	EE.UU.	Holding	100	100	G
Victory landing Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Vineyard Wind 1 Pledgor, LLC	EE.UU.	Energía	50	50	E
Vineyard Wind 1, LLC	EE.UU.	Energía	50	50	E
Vineyard Wind Management Company, LLC	EE.UU.	Holding	50	50	E
Vineyard Wind Shareco, LLC	EE.UU.	Energía	50	50	E
Vineyard Wind Sponsor Partners 1, LLC	EE.UU.	Energía	50	50	E
Vineyard Wind TE Partners, LLC	EE.UU.	Holding	50	50	E
West Valley Leasing Company, LLC (5)	EE.UU.	Energía	100	100	
Wild Grains Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Winnebago Windpower II, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Winnebago Windpower, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
Wyeast Solar, LLC	EE.UU.	Energía	100	100	G
MÉXICO					
BII NEE Stipa Energía Eólica, S.A. de C.V.	México	Energía	99,99	99,99	G
Corporativo Iberdrola Renovables México, S.A. de C.V.	México	Servicios	100	100	G
Encon Monterrey, S.A. de C.V.	México	Energía	100	100	G
Eólica Dos Arbolitos S.A. de C.V.	México	Energía	100	100	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Generación de Energía Base, S.A. de C.V.	México	Energía	100	100	G
Green Park Energy, S.A. de C.V.	México	Energía	100	100	G
Iberdrola Clientes, S.A. de C.V.	México	Comercializadora	100	100	G
Iberdrola Cogeneración Altamira, S.A. de C.V.	México	Energía	100	100	G
Iberdrola Cogeneración Bajío, S.A. de C.V.	México	Energía	100	100	G
Iberdrola Cogeneración Ramos, S.A. de C.V.	México	Energía	100	100	G
Iberdrola Energía Altamira de Servicios, S.A. de C.V.	México	Servicios	100	100	G
Iberdrola Generación México, S.A. de C.V.	México	Holding	100	100	G
Iberdrola Generación, S.A. de C.V.	México	Energía	100	100	G
Iberdrola México, S.A. de C.V.	México	Holding	100	100	G
Iberdrola Renovables Centro, S.A. de C.V.	México	Energía	100	100	G
Iberdrola Renovables del Bajío, S.A. de C.V.	México	Energía	100	100	G
Iberdrola Renovables México, S.A. de C.V.	México	Holding	100	100	G
Iberdrola Renovables Noroeste, S.A. de C.V.	México	Energía	100	100	G
Iberdrola Servicios Corporativos, S.A. de C.V.	México	Servicios	100	100	G
Iberdrola Soporte a Proyectos Liberalizados, S.A. de C.V.	México	Servicios	100	100	G
Iberdrola Soporte a Proyectos Renovables, S.A. DE C.V.	México	Servicios	100	100	G
Infraestructura de Energía Limpia, S.A. de C.V.	México	Energía	100	100	G
Parque de Generación Renovable, S.A. de C.V.	México	Energía	100	100	G
Parque Industrial de Energía Renovables, S.A. de C.V.	México	Energía	51	51	G
Parques Ecológicos de México, S.A. de C.V.	México	Energía	99,99	99,99	G
Pier II Quecholac Felipe Ángeles, S.A. de C.V.	México	Energía	51	51	G
Servicios de Operación Eoloeléctrica de México, S.A. de C.V.	México	Servicios	100	100	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Soluciones Inteligentes de Descarbonización, S.A. de C.V.	México	Energía	100	100	G
Soporte de Generación Eficiente, S.A. de C.V	México	Energía	100	100	G
BRASIL					
Afluente Transmissao de Energia Elétrica S.A.	Brasil	Energía	84,06	56,72	G
Arizona 1 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Bahia PCH II S.A. Bahía Pequeña C. Hidrelétrica	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Belo Monte Participações S.A	Brasil	Holding	83,79	53,5	G
Bonito 1 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Bonito 10 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Bonito 11 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Bonito 2 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Bonito 3 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Bonito 4 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Bonito 5 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Bonito 6 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Bonito 7 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Bonito 8 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Bonito 9 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Caetité 1 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Caetité 2 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Caetité 3 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Calango 1 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Calango 2 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Calango 3 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Calango 4 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Calango 5 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Calango 6 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Calango Solar 1 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Calango Solar 2 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Canoas 2 Energia renovavel S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Canoas 3 Energia renovavel S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Canoas 4 Energia renovavel S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Canoas Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Chafariz 1 Energia renovavel S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Chafariz 2 Energia renovavel S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Chafariz 3 Energia renovavel S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Chafariz 4 Energia renovavel S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Chafariz 5 Energia renovavel S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Chafariz 6 Energia renovavel S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Chafariz 7 Energia renovavel S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Companhia de Eletricidade do Estado do Bahia S.A.	Brasil	Energía	82,94	52,93	G
Companhia Energética de Pernambuco S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Companhia Energetica do Rio Grande do Norte S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
EKTT 10 Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S/A	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
EKTT 8 Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S/A	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
EKTT 9 Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S/A	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Elektro Operaçao e Manutençao Ltda.	Brasil	Servicios	83,79	53,5	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Elektro Redes S.A.	Brasil	Energía	83,52	53,33	G
Elektro Renováveis do Brasil S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Energias Renováveis do Brasil S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Energética Águas da Pedra S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Energética Corumbá III S.A.	Brasil	Energía	20,95	13,38	E
FE Participaçoes S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Gameleira 11 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Itapebí Geraçao de Energia S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Lagoa 1 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Lagoa 2 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Lagoa 3 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Lagoa 4 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Luzia 2 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Luzia 3 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Mel 2 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
NC Energia S.A.	Brasil	Comercializadora	83,79	53,5	G
Neoenergia Atibaia Transmissão de Energía S.A.	Brasil	Energía	41,90	26,75	E
Neoenergia Biguaçu Transmissão de Energía S.A.	Brasil	Energía	41,90	26,75	E
Neoenergia Comerc GD S.A. (5)	Brasil	Energía	41,90	26,75	
Neoenergia DistribuiçÃo Brasília S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Neoenergia Dourados Transmissão de Energía S.A.	Brasil	Energía	41,90	26,75	E
Neoenergia Guanabara Transmissão de Energía S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Neoenergia Investimentos S.A.	Brasil	Holding	83,79	53,5	G
Neoenergia Itabapoana Transmissão de Energía S.A.	Brasil	Energía	41,90	53,5	E
Neoenergia Jalapão Transmissão de Energía S.A.	Brasil	Energía	41,90	26,75	E
Neoenergia Lagoa dos Patos Transmissão de Energía S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Neoenergia Morro do Chapéu Transmissão de Energia S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Neoenergia Operaçao e Manutençao S.A.	Brasil	Servicios	83,79	53,5	G
Neoenergia Renováveis S.A.	Brasil	Holding	83,79	53,5	G
Neoenergia Rio Formoso Transmissão e Energia S.A.	Brasil	Energía	41,90	26,75	E
Neoenergia S.A.	Brasil	Holding	83,79	53,5	G
Neoenergia Santa Luzia Transmissão de Energía S.A.	Brasil	Energía	41,90	26,75	E
Neoenergia Servicios, Ltd.	Brasil	Servicios	83,79	53,5	G
Neoenergia Smart Ltda.	Brasil	Comercializadora	83,79	53,5	G
Neoenergia Sobral Transmissão de Energía S.A.	Brasil	Energía	41,90	26,75	E
Neoenergia Soluções Verdes S.A.	Brasil	Servicios	83,79	53,5	G
Neoenergia Transmissora 11 SPE S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Neoenergia Transmissão S.A	Brasil	Energía	41,90	26,75	E
Neoenergia Vale do Itajaí Transmissão de Energía S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Norte Energia S.A. (4)	Brasil	Energía	8,38	5,35	E
Oitis 1 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Oitis 10 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Oitis 2 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	81,35	53,5	G
Oitis 21 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Oitis 22 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Oitis 23 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Oitis 24 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Oitis 25 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Oitis 26 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Oitis 3 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Oitis 4 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	77,99	53,5	G
Oitis 5 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Oitis 6 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	79,28	53,5	G
Oitis 7 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Oitis 8 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Oitis 9 Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Potiguar Sul Transmissao de Energia S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Riachão 1 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Riachão 2 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Riachão 3 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Riachão 4 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Riachão 5 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Riachão 6 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Riachão 7 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Rio Formoso 1 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Rio Formoso 2 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Rio Formoso 3 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Rio Formoso 4 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Rio Formoso 5 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
Rio Formoso 6 Energia Renovável S.A. (5)	Brasil	Energía	83,79	53,5	
S.E. Narandiba S.A.	Brasil	Energía	41,90	26,75	E
Santana 1, Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Santana 2, Energia Renovável S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Termopernambuco S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Ventos de Arapuá 1 Energia renovavel S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Ventos de Arapuá 2 Energia renovavel S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G
Ventos de Arapuá 3 Energia renovavel S.A.	Brasil	Energía	83,79	53,5	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
RESTO DEL MUNDO					
Aalto Power, GmbH.	Alemania	Energía	100	100	G
Baltic Eagle, GmbH & Co KG (Antes Baltic Eagle, GmbH.)	Alemania	Energía	51	51	G
Baltic Eagle Verwaltungs, GmbH.	Alemania	Energía	51		G
Iberdrola Deutschland, GmbH.	Alemania	Holding	100	100	G
Iberdrola Energie Deutschland, GmbH.	Alemania	Comercializadora	100	100	G
Iberdrola Projektgesellschaft 1, GmbH & Co KG	Alemania	Energía	100	100	G
Iberdrola Projektgesellschaft 2, GmbH & Co KG	Alemania	Energía	100	100	G
Iberdrola Renovables Deutschland, GmbH.	Alemania	Energía	100	100	G
Iberdrola Renovables Development Deutschland, GmbH.	Alemania	Energía	100	100	G
Iberdrola Strom, GmbH.	Alemania	Energía	100	100	G
Solarpark Boldekow, GmbH & Co KG	Alemania	Energía	100	100	G
Solarpark Kleinfurra, GmbH & Co KG	Alemania	Energía	100	100	G
Solarpark Schadewohl, GmbH & Co KG	Alemania	Energía	100	100	G
Solarpark ZaD, GmbH & Co KG	Alemania	Energía	100	100	G
Wikinger Offshore Deutschland Verwaltungs, GmbH.	Alemania	Energía	51	51	G
Wikinger Offshore Deutschland, GmbH & Co KG	Alemania	Energía	51	51	G
Windanker, GmbH.	Alemania	Energía	51	100	G
Avonlie Solar Project Co PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
Balranald Wind Farm PTY, Ltd.	Australia	Energía	100		G
Bluff Solar Farm PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
Bodangora Wind Farm PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
Bogan River Solar Farm PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
Bowen Solar Farm PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
Broadsound Solar Farm PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
BWF Finance PTY, Ltd.	Australia	Financiera	100	100	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
BWF Holdings PTY, Ltd.	Australia	Holding	100	100	G
Capital East Solar PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
Capital Solar Farm PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
Capital Wind Farm (BB), Trust	Australia	Inactiva	100	100	G
Capital Wind Farm 2 PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
Capital Wind Farm Holdings PTY, Ltd.	Australia	Holding	100	100	G
CREP Land Holdings PTY, Ltd.	Australia	Holding	100	100	G
CS CWF, Trust	Australia	Inactiva	100	100	G
Flyers Creek Wind Farm PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
Forsayth Wind Farm, PTY, Ltd.	Australia	Energía	50	50	E
Four Mile Creek Wind Farm PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
Gin Gin Bess (qld) PTY, Ltd.	Australia	Baterías	100		G
Iberdrola Australia (NSW) Power Holdings PTY, Ltd.	Australia	Holding	100	100	G
Iberdrola Australia (SA) Power Holdings PTY, Ltd.	Australia	Holding	100	100	G
Iberdrola Australia (US) 2 PTY, Ltd.	Australia	Inactiva	100	100	G
Iberdrola Australia (US) PTY, Ltd.	Australia	Inactiva	100	100	G
Iberdrola Australia Custodian Services PTY, Ltd.	Australia	Servicios	100	100	G
Iberdrola Australia Development Holdings PTY, Ltd.	Australia	Holding	100	100	G
Iberdrola Australia Development PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
Iberdrola Australia Energy Markets PTY, Ltd.	Australia	Comercializadora	100	100	G
Iberdrola Australia Europe 2 PTY, Ltd.	Australia	Inactiva	100	100	G
Iberdrola Australia Europe 4 PTY, Ltd.	Australia	Inactiva	100	100	G
Iberdrola Australia Finance PTY, Ltd.	Australia	Financiera	100	100	G
Iberdrola Australia Holdings 2 PTY, Ltd. (Antes Iberdrola Renewables Australia PTY, Ltd)	Australia	Energía	100	100	G
Iberdrola Australia Holdings PTY, Ltd.	Australia	Holding	100	100	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Iberdrola Australia Investments 2 PTY, Ltd.	Australia	Holding	100	100	G
Iberdrola Australia Investments 3 PTY, Ltd.	Australia	Holding	100		G
Iberdrola Australia Investments 4 PTY, Ltd.	Australia	Holding	100		G
Iberdrola Australia Investments 5 PTY, Ltd.	Australia	Holding	100		G
Iberdrola Australia Investments PTY, Ltd.	Australia	Servicios	100	100	G
Iberdrola Australia Networks PTY, Ltd. (Antes Iberdrola Australia Enterprises PTY, Ltd.)	Australia	Energía	100	100	G
Iberdrola Australia OW Holdings PTY, Ltd.	Australia	Holding	100	100	G
Iberdrola Australia OW PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
Iberdrola Australia OW 2 Holdings PTY, Ltd.	Australia	Holding	100	100	G
Iberdrola Australia OW 2 PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
Iberdrola Australia RE PTY, Ltd. (Antes Iberdrola Australia RE, Ltd.)	Australia	Servicios	100	100	G
Iberdrola Australia SAGT PTY, Ltd.	Australia	Gas	100	100	G
Iberdrola Australia Services Holdings PTY, Ltd.	Australia	Holding	100	100	G
Iberdrola Australia Services PTY, Ltd.	Australia	Servicios	100	100	G
Iberdrola Australia Smart Energy Solutions PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
Iberdrola Australia Smithfield Holdings PTY, Ltd.	Australia	Holding	100	100	G
Iberdrola Australia T Services PTY, Ltd.	Australia	Servicios	100	100	G
Iberdrola Australia US Holdings PTY, Ltd.	Australia	Inactiva	100	100	G
Iberdrola Australia Wallgrove Holdings PTY, Ltd.	Australia	Holding	100	100	G
Iberdrola Australia Wallgrove PTY, Ltd.	Australia	Baterías	100	100	G
Iberdrola Australia, Ltd.	Australia	Holding	100	100	G
Iberdrola Australia, Trust	Australia	Inactiva	100	100	G
Infigen Suntech Australia PTY, Ltd.	Australia	Energía	50	50	E
Kingswood Bess PTY, Ltd.	Australia	Energía	100		G
Lake Bonney BESS PTY, Ltd.	Australia	Baterías	100	100	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Lake Bonney Holdings PTY, Ltd.	Australia	Holding	100	100	G
Lake Bonney Wind Power PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
Mullion Creek Wind Farm PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
Parep 1 PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
Parep Holdings PTY, Ltd.	Australia	Holding	100	100	G
Renewable Power Ventures PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
RPV Developments PTY, Ltd. (2)	Australia	Energía	32	32	E
Smithfield BESS PTY, Ltd.	Australia	Baterías	100	100	G
Smithfield Land Holdings PTY, Ltd.	Australia	Holding	100	100	G
Smithfield Power Generation PTY, Ltd.	Australia	Gas	100	100	G
Tungkillo South BESS PTY, Ltd.	Australia	Baterías	100		G
Walkaway Wind Power PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
Woakwine Wind Farm PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
Woodlawn Wind PTY, Ltd.	Australia	Energía	100	100	G
WWCS Finance PTY, Ltd.	Australia	Financiera	100	100	G
WWCS Holdings PTY, Ltd.	Australia	Holding	100	100	G
WWP Holdings PTY, Ltd.	Australia	Holding	100	100	G
Iberdrola Renewables Bulgaria, EOOD.	Bulgaria	Energía	100	100	G
Rokas Aeoliki Cyprus, Ltd.	Chipre	Energía	74,94	74,94	G
Iberdrola Renewables Korea Co, Ltd.	Corea	Energía	100	100	G
Infigen Energy US Corporation	EE.UU.	Inactiva	100	100	G
Infigen Energy US Development Corporation	EE.UU.	Inactiva	100	100	G
Infigen Energy US Holdings, LLC	EE.UU.	Inactiva	100	100	G
Infigen Energy US Partnership	EE.UU.	Inactiva	100	100	G
NPP LB2, LLC	EE.UU.	Inactiva	100	100	G
NPP Projects I, LLC	EE.UU.	Inactiva	100	100	G
NPP Projects V, LLC	EE.UU.	Inactiva	100	100	G
Aalto Power GmbH France, S.A.R.L.	Francia	Energía	100	100	G
Aerodis Bussière, S.A.S.	Francia	Energía	100	100	G
Aerodis Herbitzheim, S.A.S.	Francia	Energía	100	100	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Aerodis les Chaumes, S.A.R.L.	Francia	Energía	100	100	G
Aerodis Pays de Boussac, S.A.R.L.	Francia	Energía	100	100	G
Ailes Marine, S.A.S.	Francia	Energía	100	100	G
Centrale Solaire AMDA I, S.A.S.	Francia	Energía	100		G
Centrale Solaire AMDA II, S.A.S.	Francia	Energía	100		G
Centrale Solaire AMDA III, S.A.S.	Francia	Energía	100		G
Centrale Solaire AMDA IV, S.A.S.	Francia	Energía	100		G
Centrale Solaire AMDA V, S.A.S.	Francia	Energía	100		G
Centrale Solaire AMDA VI, S.A.S.	Francia	Energía	100		G
Centrale Solaire AMDA VII, S.A.S.	Francia	Energía	100		G
Centrale Solaire AMDA VIII, S.A.S.	Francia	Energía	100		G
Centrale Solaire AMDA XI, S.A.S.	Francia	Energía	100		G
Centrale Solaire AMDA XV, S.A.S.	Francia	Energía	100		G
Centrale Solaire AMDA XVI, S.A.S.	Francia	Energía	100		G
Centrale Solaire AMDA XVIII, S.A.S.	Francia	Energía	100		G
Centrale Solaire AMDA XIX, S.A.S.	Francia	Energía	100		G
Energies du Champs des Sœurettes, S.A.S.	Francia	Energía	100	100	G
Iberdrola Développement Renouvelable Agrivoltaïque, S.A.S.	Francia	Energía	100	100	G
Iberdrola Développement Renouvelable, S.A.R.L.	Francia	Energía	100	100	G
Iberdrola Energie France, S.A.S.	Francia	Comercializadora	100	100	G
Iberdrola France, S.A.S.	Francia	Energía	100	100	G
Iberdrola Renouvelables, S.A.S.	Francia	Energía	100	100	G
La Croix Didier, S.A.R.L.	Francia	Energía	100	100	G
La Pièce du Roi, S.A.R.L.	Francia	Energía	100	100	G
SEPE Aerodis Chambonchard, S.A.S.	Francia	Energía	100	100	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
SEPE de Beauchamps, S.A.S.	Francia	Energía	100	100	G
SEPE de Bougueneuf, S.A.S..	Francia	Energía	100	100	G
SEPE de Kerien, S.A.S.	Francia	Energía	51	51	G
SEPE de Plemy, S.A.S.	Francia	Energía	100	100	G
SEPE de Plouguenast Langast, S.A.S.	Francia	Energía	100	100	G
SEPE de Sevigny, S.A.S.	Francia	Energía	100	100	G
SEPE du Rocher de Mementu, S.A.S.	Francia	Energía	100	100	G
SEPE le Florembeau, S.A.R. L.	Francia	Energía	100	100	G
SEPE le Fond d'Etre, S.A.R.L.	Francia	Energía	100	100	G
SEPE les Coutures, S.A.S.	Francia	Energía	100	100	G
Societe D'exploitation Du Parc Eolien les Neufs Champs, S.A.S.	Francia	Energía	100	100	G
Societe D'exploitation Eolienne D'Orvilliers, S.A.S.	Francia	Energía	100	100	G
Aeliared Energy Aetolias Single Member S.A.	Grecia	Energía	99,92	99,92	G
C. Rokas Industrial Commercial Company, S.A.	Grecia	Holding	99,92	99,92	G
PPC Renewables Rokas, S.A.	Grecia	Energía	50,96	50,96	G
Rokas Aeoliki Thraki III, S.A.	Grecia	Energía	99,9	99,9	G
Rokas Construction, S.A.	Grecia	Energía	99,92	99,92	G
Rokas Hydroelectric, S.A.	Grecia	Energía	99,92	99,92	G
Iberdrola Renovables Magyarorszag, KFT.	Hungría	Energía	100	100	G
Clarus Offshore Wnd Farm. Ltd.	Irlanda	Energía	90	90	G
DP Irish Offshore Wind Ltd.	Irlanda	Energía	90	90	G
Iberdrola Ireland, Ltd	Irlanda	Comercializadora	100	100	G
Iberdrola Renewables Ireland, Ltd.	Irlanda	Energía	100	100	G
Inis Ealga Marine Energy Park, Ltd.	Irlanda	Energía	90	90	G
Shelmalere Offshore Wind Farm, Ltd.	Irlanda	Energía	90	90	G
Eneradmiral 2, S.R.L.	Italia	Energía	100		G
Fattoria Solare Sarmato, S.R.L	Italia	Energía	100	100	G
Green Frogs Montalto, S.R.L.	Italia	Energía	100	100	G
Green Frogs Tarquinia, S.R.L.	Italia	Energía	100	100	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Iberdrola Italia, S.R.L. (Antes Iberdrola Clienti Italia, S.R.L.)	Italia	Comercializadora	100	100	G
Iberdrola Renovables Italia, S.p.A.	Italia	Holding	100	100	G
IBVI 1, S.R.L.	Italia	Energía	100	100	G
Icube Renewables, S.R.L.	Italia	Energía	50	50	E
Innovo Development 9 S.R.L.	Italia	Energía	100		G
Limes 10, S.R.L.	Italia	Energía	100	100	G
Limes 15, S.R.L.	Italia	Energía	100	100	G
Montelungo Energía, S.R.L.	Italia	Energía	100		G
Montenero Green Energy, S.R.L.	Italia	Energía	100		G
Societá Energie Rinnovabili 2, S.p.A.	Italia	Energía	50	50	E
GK Happo Noshiro Offshore Wind	Japón	Energía	39,90	39,90	E
Iberdrola Renewables Japan, K.K.	Japón	Energía	100	100	G
Infigen Energy Finance (Lux), SARL	Luxemburgo	Inactiva	100	100	G
Infigen Energy Holdings, SARL	Luxemburgo	Inactiva	100	100	G
Infigen Energy (Malta), Ltd.	Malta	Inactiva	100	100	G
Iberdrola Renouvelables Maroc, S.A.R.L.	Marruecos	Energía	100	100	G
Iberdrola Renewables Norway, AS	Noruega	Energía	100	100	G
Fotowoltaika HIG XV, SP Z O.O.	Polonia	Energía	100	100	G
Fotowoltaika HIG XVI, SP Z O.O.	Polonia	Energía	100	100	G
Iberdrola Renewables Polska, Z.O.O.	Polonia	Energía	100	100	G
Monsoon Energy, SP Z.O.O.	Polonia	Energía	100	100	G
Passat Energy, SP Z.O.O.	Polonia	Energía	100	100	G
Pon-Therm Farma Wólka Dobryńska, SP Z.O.O.	Polonia	Energía	100	100	G
PV Biskupiec, SP Z.O.O.	Polonia	Energía	100	100	G
Salvia SP. Z.O.O.	Polonia	Baterías	100		G
Sea Wind Genaker, SP Z.O.O. (1)	Polonia	Energía	70	70	E
Sea Wind Kliwer, SP Z.O.O. (1)	Polonia	Energía	70	70	E
Sea Wind Spinaker. SP Z.O.O. (1)	Polonia	Energía	70	70	E
Southern Windfarm, SP Z.O.O.	Polonia	Energía	100	100	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Wind Field Korytnica SP, Z.O.O.	Polonia	Energía	100	100	G
Charging Together, Unipessoal Lda.	Portugal	Servicios	50	50	E
Citrobox Telecomunicações e Energías Renováveis, Lda	Portugal	Comercializadora	49	49	E
Energías Renovaveis Tras-Os-Montes 360, S.A.	Portugal	Energía	100	100	G
Eoenergi Energia Eolica, S.A.	Portugal	Energía	100	100	G
Iberdrola Clientes Portugal, Unipessoal Ltda.	Portugal	Comercializadora	100	100	G
Iberdrola Renewables Portugal, S.A.	Portugal	Holding	100	100	G
Iberdrola Suporte Projecto Tâmega, Unipessoal Lda.	Portugal	Energía	100	100	G
Ibertâmega – Sistema Electroprodutor Do Tâmega, S.A.	Portugal	Energía	100	100	G
P. E. da Serra do Alvao, S.A.	Portugal	Energía	100	100	G
Sunshining, S.A.	Portugal	Energía	50	50	E
Iberdrola Renewables Romania, S.R.L.	Rumanía	Holding	100	100	G
Iberdrola Renewables Singapore Pte, Ltd.	Singapur	Energía	100	100	G
Iberdrola Renewables South Africa (PTY), Ltd.	Sudáfrica	Energía	100	100	G
Iberdrola Förnybar Sverige AB	Suecia	Energía	100	100	G
Iberdrola Renewables Taiwan, Ltd.	Taiwán	Energía	100	100	G
OTROS NEGOCIOS					
Ingeniería					
Iberdrola Ingeniería y Construcción, S.A.U.	España	Ingeniería	100	100	G
Iberdrola Energy Projects Inc.	EE.UU.	Ingeniería	100	100	G
Iberdrola Ingeniería y Construcción México, S.A. de C.V.	México	Ingeniería	100	100	G
Iberdrola Engineering and Construction South Africa	Sudáfrica	Ingeniería	100	100	G
Inmobiliaria					
Arrendamiento de Viviendas Protegidas Siglo XXI, S.L.	España	Inmobiliaria	100	100	G
Iberdrola Inmobiliaria Patrimonio, S.A.U.	España	Inmobiliaria	100	100	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Iberdrola Inmobiliaria, S.A.	España	Inmobiliaria	100	100	G
Iberdrola Inmobiliaria Real State Investment, EOOD	Bulgaria	Inmobiliaria	100	100	G
Desarrollos Inmobiliarias Laguna del Mar, S.A. de C.V.	México	Inmobiliaria	100	100	G
Promociones La Malinche, S.A. de C.V.	México	Inmobiliaria	50	50	E
Innovación					
Aerothermal Solutions, S.L.	España	Servicios	100	100	G
Aquí Tu Reforma Europa, S.L. (4)	España	Servicios	12,82	8,35	E
Barbara IOT, S.L.. (4)	España	Servicios	10,49	10,49	E
BasqueVolt, S.A.U. (4)	España	Servicios	8,89	14,63	E
Build Tech Energy, S.L. (4)	España	Servicios	11,53		E
Carbon2nature, S.A.	España	Servicios	100	100	G
CPD4Green, S.A.	España	Servicios	100	100	G
CPD4Green Toledo, S.L. (2)	España	Servicios	75,58	100	E
Data Center Euskadi, S.L. (4)	España	Servicios	10,63	10,60	E
Echelon Iberdrola Digital Infra, S.L. (Antes CPD4Green Centro de Datos, S.L.) (2)	España	Holding	75,58	100	E
Energyloop, S.A.	España	Servicios	45	45	E
Exiom Solar Ibérica, S.L. (4)	España	Servicios	20	20	E
Fastlight, S.L.	España	Servicios	100	100	G
Fondo Seaya Andromeda Sustainable Tech Fund I F.C.R. (5)	España	Servicios	10	10	
Hoop Solutions. S.L. (4)	España	Servicios	8,6		E
Inversiones Financieras Perseo, S.L.	España	Holding	100	100	G
LatemAluminium, S.L. (4)	España	Servicios	0,69	19,04	E
WallBox, N.V. (4)	España	Servicios	7,99	6,9	E
Eheat Networks, Ltd.	Reino Unido	Servicios	100	100	G
Iberdrola Carbón2nature México, S. A. de C.V.	México	Energía	100	100	G
Carbon2nature Brasil, S.A.	Brasil	Servicios	92,06	77,22	G
Muçununga Serviços Ambientais Restauraçao e Carbono, Ltda.	Brasil	Servicios	46,03		E
Carbon2Nature Australia PTY, Ltd.	Australia	Servicios	100	100	G
East West Digital, LLC	Qatar	Servicios	100		G
Iberdrola QSTP, LLC	Qatar	Servicios	100	100	G
Otros negocios					

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta		Método (*)
			31.12.2025	31.12.2024	
Subgrupo Corporación IBV Participaciones Empresariales	España	Holding	50	50	E
Iberdrola Inversiones 2010, S.A.U.	España	Holding	100	100	G
Iberdrola Participaciones España, S.L.	España	Holding	100	100	G
Iberdrola Participaciones, S.A.U.	España	Holding	100	100	G
CORPORACIÓN					
Hidrola I, S.L.U.	España	Holding	100	100	G
Iberdrola España, S.A.U.	España	Holding	100	100	G
Iberdrola Energía, S.A.U.	España	Holding	100	100	G
Iberdrola Energía Internacional, S.A.U.	España	Holding	100	100	G
Iberdrola Financiación, S.A.U.	España	Financiera	100	100	G
Iberdrola Finanzas, S.A.U.	España	Financiera	100	100	G
Iberdrola International, B.V.	Holanda	Financiera	100	100	G
Iberdrola Finance Ireland, DAC	Irlanda	Financiera	100	100	G
Iberdrola Re, S.A.	Luxemburgo	Seguros	100	100	G
Scottish Power UK, Plc	Reino Unido	Holding	100	100	G
Scottish Power, Ltd.	Reino Unido	Holding	100	100	G
ScottishPower Overseas Holdings, Ltd.	Reino Unido	Holding	100	100	G
Sphere Energy Connect, Ltd.	Reino Unido	Energía	100	100	G
SPW Investments Ltd.	Reino Unido	Holding	100	100	G
Avangrid, Inc.	EE.UU.	Holding	100	100	G

(1) Sociedades donde el Grupo posee control pero que debido a su inmaterialidad han sido integradas por el método de participación. A 31 de diciembre de 2025, el agregado de total de activos y resultado del periodo correspondiente a estas sociedades asciende a 1 y 0 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2024, el agregado de total de activos y resultado del periodo correspondiente a dichas sociedades ascendió a 2 y 0 millones de euros, respectivamente.

(2) Sociedades consideradas negocios conjuntos, contabilizadas por el método de participación, donde los acuerdos de accionistas solo otorgan derecho a los activos netos del negocio.

(3) Sociedades donde a pesar de tener un porcentaje de derechos de voto inferior al 51% el Grupo posee el control otorgado mediante acuerdos con los accionistas.

(4) Sociedades en las que el Grupo posee influencia significativa a pesar de tener un porcentaje de derechos de voto inferior al 20%.

(5) Sociedades donde el Grupo posee control, control conjunto o influencia significativa pero que por su escasa relevancia no han sido incluidas en el perímetro de consolidación.

OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO IBERDROLA ESTRUCTURADAS A TRAVÉS DE UN VEHÍCULO INDEPENDIENTE PARA LOS EJERCICIOS 2025 y 2024

Sociedad	Domicilio	Actividad	Porcentaje de participación directa o indirecta	
			31.12.2025	31.12.2024
Asociación Nuclear Ascó – Vandellós, A.I.E.	España	Energía	14,59	14,59
Centrales Nucleares Almaraz – Trillo, A.I.E.	España	Energía	51,44	51,44
Comunes Rio Carrión, S.L.	España	Energía	12,59	12,59
Infraestructuras de Medinaceli, S.L.	España	Energía	34,32	39,69
Sistema Eléctrico de Conexión Hueneja, S.L.	España	Energía	42,72	42,72
Torre Iberdrola, A.I.E.	España	Inmobiliaria	68,1	68,1
Eastern Green Link 1, Ltd.	Reino Unido	Energía	50	50
Eastern Green Link 4, Ltd.	Reino Unido	Energía	50	

Adicionalmente, el Grupo IBERDROLA participa en operaciones conjuntas a través de comunidades de bienes y otros acuerdos conjuntos.

SOCIEDADES DEL GRUPO A 31 DE DICIEMBRE DE 2024 QUE EN EL EJERCICIO 2025 HAN SALIDO DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN POR HABER SIDO ENAJENADAS, FUSIONADAS O LIQUIDADAS

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación directa o indirecta	
			31.12.2025	31.12.2024
Camarate Golf, S.A.	España	Inmobiliaria		26
CO2 Revolution, S.L.	España	Servicios		20
Eléctricas de la Alcarria, S.L.	España	Energía		90
Eme Hueneja Cuatro, S.L.	España	Energía		100
Iberdrola Corporación, S.A.	España	Otros		100
Iberdrola Ingeniería de Explotación, S.A.U.	España	Ingeniería		100
Producciones Energéticas de Castilla y León, S.A.	España	Energía		85,5
CampionWind, Ltd.	Reino Unido	Energía		50
SP Smart Meter Assets, Ltd (Nota 7)	Reino Unido	Energía		100
CNE Peaking, LLC	EE.UU.	Servicios		100
Kitty Hawk North, LLC	EE.UU.	Energía		100
Maine Natural Gas Corporation (Nota 7)	EE.UU.	Gas		100
Manzana Power Services, Inc.	EE.UU.	Servicios		100
Total Peaking Services, LLC	EE.UU.	Servicios		100
Força Eolica do Brasil 1 S.A.	Brasil	Energía		53,5
Força Eolica do Brasil 2 S.A.	Brasil	Energía		53,5
Geraçao Ceu Azul S.A. (Nota 7)	Brasil	Energía		53,5
Geraçao CIII S.A.	Brasil	Holding		53,5
Iberdrola Construçao e Serviços, Ltd.	Brasil	Ingeniería		100
CREP Land Holdings PTY, Ltd.	Australia	Holding		100
IEPC Energy projects, Ltd.	Canadá	Ingeniería		100
Aomori-Seihoku-Oki Offshore Wind Godo Kaisha	Japón	Energía		34,9
GF I Kiln Holdco AS	Noruega	Servicios		8,78
Iberdrola Renewables Operation Vietnam Limited Company	Vietnam	Energía		100
Iberdrola Renewables Vietnam Limited Company	Vietnam	Energía		100

Anexo II

REGULACIÓN SECTORIAL: NOVEDADES REGULATORIAS MÁS RELEVANTES DEL EJERCICIO

Durante el año 2025 se han aprobado un conjunto de disposiciones que afectan al sector energético. En este Anexo se presentan las novedades más significativas.

1. Unión Europea

Entre los primeros pasos dados por la Comisión constituida tras las elecciones europeas de 2024, destacan, el Pacto por una Industria Limpia (CID, por sus siglas en inglés) que se presentó en febrero de 2025, al mismo tiempo que el Plan de Acción sobre precios asequibles de la energía.

El CID plantea medidas concretas para convertir la descarbonización en un motor de competitividad y crecimiento para las industrias europeas. Las medidas incluyen la reducción de los precios de la energía, el impulso a la demanda de productos limpios, la financiación de la transición limpia, el fomento de la circularidad y acceso a materiales estratégicos, y el fomento de la innovación y cualificación de la mano de obra.

En cuanto al Plan de Acción para abaratar la energía, la Comisión considera medidas para:

- acelerar el despliegue de la energía limpia a través de PPA, promoviendo la electrificación de la industria, y desarrollando las infraestructuras de red para facilitar la conexión a la generación limpia, electrificación de la demanda y centros de datos;
- completar el mercado interior de la energía con interconexiones físicas;
- utilizar la energía de manera más eficiente y reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados.

Estas iniciativas se concretarán desde 2025 y a lo largo de los próximos dos años en diferentes propuestas, algunas de ellas de carácter legislativo.

Con carácter preliminar, se publica la Comunicación de la Comisión C (2025) 7600, de 25 de junio de 2025, sobre el nuevo Marco de ayudas de Estado para la Industria Limpia (o CISAF por sus siglas en inglés). El CISAF tiene por objeto dar certidumbre y acelerar la aprobación de ayuda a determinadas inversiones que contribuyen a los objetivos del CID. Para ello, en el CISAF se definen en detalle cada una de las siguientes nueve posibles ayudas:

- Esquemas para acelerar el despliegue de energías renovables.
- Esquemas para acelerar el despliegue de combustible bajos en carbono.
- Esquemas para nueva flexibilidad no fósil.
- Mecanismos de capacidad.
- Alivio temporal del precio de la electricidad para electrointensivos.
- Ayudas para la descarbonización de la industria.
- Ayudas para asegurar suficiente capacidad de producción de tecnologías limpias.
- Esquemas para apoyar determinados proyectos del Fondo de Innovación.

– Ayudas para reducir el riesgo de inversiones privadas en porfolios de proyectos renovables, combustibles bajos en carbono, flexibilidad no fósil, descarbonización de la industria y producción de tecnologías limpias.

Si un Estado notifica alguna de estas, cumpliendo exactamente con todos sus detalles, tiene la seguridad de que será autorizada con celeridad. El CISAF estará en vigor hasta el fin de 2030, lo que significa que tras esta fecha no será posible conceder nuevas ayudas bajo dicho marco, si bien esquemas multianuales concedidos bajo el CISAF podrán seguir dando las ayudas ya comprometidas más allá de esa fecha.

Por otra parte, desde la Comisión Europea se está desarrollando un conjunto de propuestas para simplificar determinados procesos administrativos involucrados en normativa europea reciente, con objeto de aligerar la carga burocrática de las empresas. Hasta el momento, se ha publicado la Directiva (UE) 2025/794 de 14 de abril de 2025, por la que modifican determinados requisitos de presentación de información sobre sostenibilidad y de diligencia debida por parte de las empresas.

Asimismo, la Comisión publica el 2 de julio de 2025 sus Recomendaciones dirigidas a los EEMM para la introducción de incentivos fiscales en apoyo a los objetivos del CID. Estas Recomendaciones (no son de obligado cumplimiento) permiten generar escudos fiscales a partir de una mayor flexibilidad en la amortización fiscal (anticipada).

El 10 de diciembre, y como parte de las iniciativas del CID, la Comisión publica un Paquete de Redes, así como un Paquete Ómnibus Medioambiental. El Paquete de Redes contiene propuestas legislativas y recomendaciones para evitar que las redes representen un cuello de botella para la competitividad europea, la seguridad energética y la neutralidad climática, lo que en la práctica se traduce en acelerar y simplificar el *permitting* y mejorar la planificación de las infraestructuras de transporte. Este “paquete” se compone de los siguientes documentos:

– Comunicación en la que se detallan los objetivos e iniciativas del paquete.

– Propuesta de renovación completa del Reglamento de infraestructuras Transeuropeas (TEN-E). Incorpora modificaciones a los Reglamento de Diseño de Mercado de electricidad, de gas (H2) y de ACER, para asegurar la coherencia entre todos ellos.

– Directiva de Renovables con medidas destinadas a acelerar el *permitting* en renovables, almacenamiento y recarga. Incorpora modificaciones en la Directiva de Diseño de Mercado, también en coherencia con el Reglamento TEN-E y para acelerar *permitting* y conexiones de redes.

– Recomendaciones de la Comisión a los Estados para promover conexiones a red eficientes y rápidas.

Dentro del Ómnibus Medioambiental, de entre las propuestas que lo componen, se destaca un Nuevo Reglamento de aceleración de las evaluaciones ambientales, coherente con las medidas de aceleración del *permitting* del Paquete de Redes.

En el ámbito de la movilidad limpia, se publica el Reglamento (UE) 2025/1214 de 17 de junio de 2025, por el que se modifica el Reglamento (UE) 2019/631 para incluir una mayor flexibilidad en el cumplimiento por parte de los fabricantes, de los límites de emisiones carbónicas de los vehículos ligeros entre 2025 y 2027.

También en el ámbito de la movilidad, la Comisión Europea publica el 16 de diciembre de 2025 un Paquete de Automoción, que contiene propuestas (legislativas y no legislativas) con el objetivo de flexibilizar las obligaciones, simplificar las normas (revisión del Reglamento de Estándares de CO_2 para Vehículos Ligeros, nuevo Reglamento de Flotas Corporativas de Grandes Empresas), y acelerar el despliegue de una industria europea de baterías (Comunicación *Battery Booster Strategy*).

En un entorno de fuertes tensiones geopolíticas, la Comisión, junto con el Alto Representante para el exterior, publican el 3 de diciembre de 2025 la revisión de su Estrategia sobre Seguridad Económica, que contiene:

- Una Comunicación sobre Seguridad Económica, que actualiza la Estrategia de Seguridad de 2023. De forma muy sintética, propone pasar de un enfoque reactivo a otro proactivo, basado en incrementar la capacidad de análisis de las vulnerabilidades, de cooperación con naciones afines, y de uso y mejora de las herramientas disponibles.
- En este contexto, con objeto de acelerar la estrategia de materias primas críticas y reducir dependencias externas, se incluye una Comunicación sobre la actualización la estrategia sobre materiales críticos, a la que acompaña una reforma del Reglamento de materiales críticos. En ellos se articulan instrumentos de financiación, permisos, circularidad, agregación de demanda y compras conjuntas y protección del mercado interior.

Por último, se publica parte de la normativa de segundo nivel por la Comisión, para la implementación del Reglamento de la industria cero emisiones netas (NZIA, por sus siglas en inglés).

- Reglamento de Ejecución (UE) 2025/1176, de 23 de mayo de 2025, por el que se especifican los criterios de preclasificación y adjudicación en las subastas para la implantación de energías procedentes de fuentes renovables;
- Reglamento de Ejecución (UE) 2025/1176, de 23 de mayo de 2025, que establece la lista de productos finales de tecnologías de cero emisiones netas y sus principales componentes a efectos de evaluar la contribución a la resiliencia;
- Decisión de Ejecución (UE) 2025/1100, de 23 de mayo de 2025, sobre directrices para la aplicación de determinados criterios de selección de proyectos estratégicos de cero emisiones netas.

2. España

Durante el año 2025 se han aprobado un conjunto de disposiciones que afectan al sector energético. A continuación, se presentan las novedades más significativas:

Retribución

Resolución de 17 de febrero de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el año 2021. Se aprueba la retribución definitiva de distribución para el ejercicio 2021. La retribución también se aplica a las liquidaciones provisionales de 2022, 2023, 2024 y 2025, ajustándose al valor de la R2021 sin incentivos.

Resolución de 12 de marzo de 2025, 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 2022. Se establece la retribución de transporte de energía eléctrica para 2022 en 1.484 millones de euros.

Resolución de 6 de noviembre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el año 2022. Retribución de distribución definitiva de 2022 de I-DE 1.725,4 millones de euros (+2,9% respecto a 2021) más 12,3 millones de euros de incentivo de pérdidas y del sector asciende a 5.317,5 millones de euros (+1,8% respecto a 2021).

Peajes y cargos

Resolución de 6 de marzo de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica el anexo II de la Resolución de 4 de diciembre de 2024, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2025. Se modifica los precios de los excesos de potencia de los peajes eléctricos, reduciendo la penalización de precio. Esta modificación afecta a los consumidores con tipo de medida 4 y 5.

Resolución de 18 de diciembre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2026. Resolución que establece los peajes eléctricos de 2026. Los precios de los peajes incrementan en promedio un 0,5% con respecto a 2025 (aunque la variación concreta para cada cliente es diferente en función de su forma de consumo).

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. Los precios de los cargos suben un 10,3% respecto a los vigentes, se establece la anualidad necesaria para recuperar el déficit histórico en 1.883 millones de euros y se mantiene la metodología de variabilización de cargos para las tarifas de recarga de VE y la exención de cargos para la producción de H2 renovable. Además, la orden actualiza los unitarios imputados a las actividades para financiar el bono social.

Circulares

Circular 1/2025, de 28 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica la Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Se modifican algunos aspectos de la Circular 3/2020 de la CNMC de Metodología de Peajes, tales como, modificaciones técnicas en la estructura y metodología del cálculo, habilita a la CNMC a utilizar el superávit de peajes de ejercicios anteriores, crea un nuevo peaje para recarga pública del vehículo eléctrico, etc.

Circular informativa 6/2025, de 7 de octubre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a los gestores de la red sobre solicitudes de acceso y conexión a las redes de energía eléctrica. Circular que resulta de aplicación a los gestores de red de transporte y distribución y establece el contenido de la información de generación como de demanda (solicitud de acceso, capacidad disponible y caducidad de permisos). Se homogeiniza la información aportada por los distintos gestores de red y mejora la visibilidad del regulador.

Circular 7/2025, de 16 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica; y se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de dicha retribución. Se establece la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para el periodo de 2026 – 2031.

Circular 8/2025, de 22 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica y Circular 9/2025, de 22 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural, y se establece la tasa de retribución financiera aplicable a las actividades de transporte, operación del sistema y distribución de energía eléctrica en el periodo regulatorio 2026-2031. Se publica las Circulares de modelo retributivo de distribución y tasa de retribución financiera (6,58%) para el período 2026 – 2031.

Inversión en redes de transporte

Real Decreto 534/2025, de 24 de junio, por el que se regula la concesión directa de subvenciones con cargo a los fondos del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia para la realización de inversiones en la red de transporte de energía eléctrica destinadas a proyectos estratégicos de descarbonización. Se otorga a REE subvenciones de 931 millones de euros, lo que le habilita a realizar inversiones por valor de 1.862 millones de euros para 2021 – 2026 o de las MAPs 2024 y se establecen los requisitos para que las instalaciones puedan optar a los fondos.

Resolución de 10 de julio de 2025, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 8 de julio de 2025, por el que se aprueba el listado de actuaciones que se incorporan en el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026 para aumentar la resiliencia de la red de transporte de energía eléctrica. Recoge 65 actuaciones aprobadas, por un importe de 750 millones de euros. Estas inversiones son retribuibles sin computar en el límite anual de inversión.

Resolución de 11 de julio de 2025, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convocan los concursos de capacidad de acceso de demanda en determinados nudos de la red de transporte. Se establecen las principales características de los concursos de capacidad de demanda. Prioridad los proyectos de producción de hidrógeno y gases renovables así como los de electrificación de industria y minería respecto a los CPDs y se refuerzan algunos criterios de adjudicación.

RECORE

Real Decreto 917/2025, de 15 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Real Decreto que modifica el Régimen Retributivo Específico (RECORE) regulado por RD 413/2014. Se recogen gran parte de los cambios a petición del sector y orientados a realizar determinados ajustes en la retribución del RECORE derivados de escenarios con incremento de vertidos y proyectos de hibridación con baterías (fomentan dando prioridad a los proyectos renovables de hibridación con baterías).

Orden TED/1252/2025, de 27 de octubre, por la que se modifican determinados aspectos de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Orden que afecta a los ingresos por GdO y por régimen retributivo especifico de las instalaciones RECORE.

Con posterioridad al cierre de las cuentas anuales, se publica la 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, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2026, y se aprueban nuevas instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos. Mantiene la rentabilidad razonable para el período 2026-2031 (7,398% para instalaciones anteriores a 2013 y 7,09% para las posteriores), reduce las horas estándares de funcionamiento de las instalaciones (entre -8% y -50% en función de la tecnología), realiza el ajuste por precios de mercado real del semiperíodo anterior 2023-2025 y actualiza la previsión de precios para 2026 (61,65 / 59,11 / 58,65 €/MWh) y los coeficientes de apuntamiento tecnológico de mercado según los resultantes en 2025.

Derogación gravamen temporal

Resolución de 22 de enero de 2025, del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del Acuerdo de derogación del Real Decreto-ley 10/2024, de 23 de diciembre, para el establecimiento de un gravamen temporal energético durante el año 2025. Se deroga el RDL 10/2024, por lo que queda anulado el gravamen temporal a las energéticas para 2025.

Fibra óptica

Resolución de 18 de diciembre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece el ajuste a realizar en la retribución de las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica del ejercicio 2026 por el empleo de la fibra óptica en la realización de actividades distintas. Se fija el ajuste por alquiler de fibra óptica de transporte y distribución del año 2026.

Medidas urgentes

Real Decreto-ley 1/2025, de 28 de enero, por el que se aprueban medidas urgentes en materia económica, de transporte, de Seguridad Social, y para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad. Se aprueban medidas urgentes en materia económica, de transporte, de Seguridad Social, y para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad. Se prorroga hasta el 31 de diciembre de 2025 la prohibición de corte de suministro de electricidad, gas y agua y se vuelve a implantar la senda de reducción de los descuentos del bono social hasta final de año.

Resolución de 20 de octubre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican temporalmente varios procedimientos de operación eléctricos para la introducción de medidas urgentes para la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español. La CNMC aprueba con carácter urgente modificaciones temporales de los procedimientos de operación PO 3.1., PO 3.2. y PO 7.2. (serán de aplicación durante 30 días y podrán ser prorrogadas con una duración total máxima de 3 meses). Finalmente, la CNMC no aprueba la modificación del PO 7.4. sobre el servicio de control de tensión que propuso el Operador del Sistema, que endurecía el requerimiento para evaluar la prestación del servicio de control de tensión por parte de las instalaciones síncronas en la modalidad básica. El 31 de diciembre de 2025 se publica en BOE el Acuerdo de 29 de diciembre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por el que se prorroga la modificación temporal de procedimientos de operación eléctricos para la introducción de medidas urgentes para la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español que surtirá efecto desde el 1 de enero de 2026 y será de aplicación durante 30 días naturales.

Real Decreto Ley 7/2025 de 24 de junio, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico. Este RDL no fue convalidado, aunque algunas de las medidas que contemplaba fueron aprobadas en el Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico.

Real Decreto-ley 16/2025, de 23 de diciembre, por el que se prorrogan determinadas medidas para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social, y se adoptan medidas urgentes en materia tributaria y de Seguridad Social. Se prorrogan las siguientes medidas para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social: Prórroga protección a consumidores vulnerables, prórroga deduccioens en IRPF por medidas de eficiencia energética en viviendas y prórroga deducción 15% IRPF compra VE e instalación de punto de recarga. Posterior al cierre de las cuentas anuales, se publica la Resolución de 27 de enero de 2026, del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del Acuerdo de derogación del Real Decretoley 16/2025 y el 4 de febrero de 2026, se publica un nuevo Real Decreto-ley 2/2026 por el que se prorrogan determinadas medidas para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social, y se adoptan medidas urgentes en materia tributaria y de Seguridad Social, se recuperan todas las medidas del RDL 16/2025 que afectan al sector eléctrico y en materia de BS establece la refacturación por parte de las comercializadoras de referencia.

Políticas energéticas

Orden TED/1318/2025, de 19 de noviembre, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en relación con circulares de carácter normativo cuya tramitación se tiene previsto iniciar en 2025. Recoge orientaciones sobre circulares de electricidad y gas previstas en el calendario normativo de la CNMC 2025. Entre las orientaciones de política energética, destacan; la posibilidad de incluir la financiación de las restricciones técnicas como un peaje regulado, limitar los requisitos técnicos de los equipos necesarios para la participación de los sujetos en el mercado de servicios de ajuste y balance en función de su efectiva participación, evitando costes no necesarios para los agentes y en el diseño de los peajes de gas, evitar que los multiplicadores de corto plazo penalicen los precios en el mercado mayorista de electricidad.

Movilidad

Real Decreto-ley 3/2025, de 1 de abril, por el que se establece el programa de incentivos ligados a la movilidad eléctrica (MOVES III) para el año 2025. Se prorroga el Plan MOVES III desde el 1 de enero de 2025 hasta el 31 de diciembre de 2025 y las deducciones en el IRPF. Tiene dotación de 400 millones de euros con cargo a PGE.

Ley 9/2025, de 3 de diciembre, de Movilidad Sostenible. Constituye el marco para reducir las emisiones y mejorar la calidad del aire, con el objetivo de conseguir la neutralidad climática del sector transporte en 2050.

Orden TED/1477/2025, de 17 de diciembre, por la que se aprueban las bases reguladoras del programa de incentivos a la instalación de infraestructura de recarga de acceso público de vehículos eléctricos ligeros en España (Programa MOVES Corredores de Recarga), en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, financiado por la Unión Europea-Next GenerationEU. Se aprueban las bases reguladoras del programa MOVES Corredores de recarga financiado con fondos Next Generation. Su objetivo es incentivar el despliegue mínimo de cobertura de puntos de recarga para vehículos eléctricos ligeros a lo largo de la red TEN-T1[1] en los tramos sombra[2] para dar capilaridad a la red en España y cumplir con los objetivos AFIR[3].

Orden TED/1478/2025, de 17 de diciembre, por la que se establecen las bases reguladoras del programa de incentivos a proyectos de electrificación de flotas de vehículos ligeros (Programa MOVES Flotas Plus), en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, financiado por la Unión Europea-NextGenerationEU. Se aprueban las bases reguladoras del programa MOVES Flotas Plus financiado con fondos Next Generation. Su objetivo es electrificar las flotas de vehículos ligeros, para contribuir a alcanzar los objetivos PNIEC (5,5 millones de vehículos eléctricos a 2030).

Fondo Nacional de Eficiencia Energética

Orden TED/197/2025, de 26 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 2025. Establece las obligaciones de eficiencia energética impuestas a los comercializadores de electricidad, gas y petróleos para el ejercicio 2025. Estas obligaciones se pueden cumplir mediante aportaciones económicas al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) o mediante Certificados de Ahorro Energético (CAEs).

Atención a la clientela

Ley 10/2025, de 26 de diciembre, por la que se regulan los servicios de atención a la clientela. La Ley regula los niveles mínimos de calidad de los servicios de atención al cliente de las empresas que prestan servicios básicos de interés general de las grandes empresas y de las empresas prestadoras de los servicios públicos de interés general prestados por las AAPP.

1 Red TEN-T (RTE-T), es el sistema de infraestructuras de transporte de la UE que conecta países y regiones para garantizar movilidad eficiente y sostenible de personas y mercancías.

2 Tramos sombra, aquellos en los que no se cumplen los objetivos de despliegue mínimo de recarga a 2030 (aquellos con +60 km sin una estación de recarga o bien cuando la potencia disponible en las estaciones de recarga existentes no permite cumplir con los objetivos de cobertura mínima definidos en el Reglamento AFIR).

3 AFIR, reglamento relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos.

Presupuestos Generales

Orden HAC/974/2025, de 1 de septiembre, por la que se dictan las normas para la elaboración de los Presupuestos Generales del Estado para 2026. Se dictan las normas para la elaboración de los Presupuestos Generales del Estado (PGE) para 2026. Adicionalmente, añaden los criterios que se priorizarán en la asignación de recursos en los PGE 2026.

Normativa en trámite

Por otro lado, se encuentra en trámite las siguientes normativas con impacto directo para Iberdrola:

Inversión en redes

Audiencia e información pública del proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. El 12 de septiembre de 2025 el MITECO sometió a audiencia pública un borrador de RD que regula los planes de inversión de las redes de distribución y transporte. Se mantienen los límites actuales sobre el PIB (0,13% distribución y 0,065% transporte) y para el período 2026 – 2030 autoriza un incremento directo de 1.540 M€/año sectorial en distribución condicionado a inversiones específicas sometidas a requisitos de justificación y acreditación y 720 M€/año en transporte.

Planificación RdT 2030

Trámite de audiencia, consulta a las Administraciones Públicas afectadas y a las personas interesadas e información pública, a los efectos tanto del trámite sustantivo como del trámite ambiental de la propuesta de planificación de la red de transporte de energía eléctrica para el horizonte 2030 y su estudio ambiental estratégico. El 12 de septiembre de 2025 el MITECO anunció la Propuesta de planificación eléctrica a 2030 y fue sometida a audiencia pública el 9 de octubre de 2025. Se prevé una inversión de 13.590 millones de euros hasta el fin de la década orientada a cubrir necesidades del país y cumplir los objetivos del PNIEC 2023 – 2030.

RECORE

Trámite de audiencia sobre la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el tercer periodo regulatorio 2026-2031. El 14 de noviembre de 2025, la CNMC sometió a trámite de audiencia la propuesta de TRF para instalaciones del RECORE para el próximo periodo regulatorio 2026-2031.

3. Reino Unido

Programa legislativo del Gobierno: El Proyecto de Ley de Planeamiento Urbanístico e Infraestructuras (Planning and Infrastructure Bill) obtuvo la sanción real el 18 de diciembre de 2025. La ley incluye disposiciones relativas a la reforma de las conexiones a la red eléctrica, la mejora del régimen de autorización de la planificación de las infraestructuras eléctricas en Escocia, las competencias para establecer un sistema de descuentos en la factura de electricidad para las personas que viven cerca de las infraestructuras de transporte de electricidad, la ampliación de 18 a 27 meses de la cláusula de puesta en servicio de los generadores en el régimen OFTO y la introducción de un sistema de límites máximos y mínimos por parte de la Ofgem para respaldar el almacenamiento de electricidad de larga duración.

Presupuesto de otoño de 2025: En el presupuesto de otoño que presentó el ministro británico de Hacienda el 26 de noviembre de 2025 se incluyeron algunos aspectos clave relativos a la política energética y, más concretamente, en torno a la reducción de las facturas energéticas de los consumidores británicos. El Gobierno ha decidido poner fin al plan de eficiencia energética obligado para los proveedores (ECO4) cuando concluya el plan cuatrienal vigente, que vence el 31 de marzo de 2026, junto con el plan de aislamiento británico. Asimismo, ha resuelto no sustituirlo por ninguna nueva obligación en materia de eficiencia energética para los proveedores. No obstante, se concederá una prórroga de 9 meses al ECO4 en caso de que existan retrasos en las entregas y los trabajos de subsanación, pero sin imponer ninguna obligación adicional. Asimismo, el Gobierno anunció que financiará el 75% del coste de la obligación de compra de energías renovables (RO, *Renewables Obligation*) impuesta a los consumidores británicos durante 3 años, desde el 1 de abril de 2026 hasta el 31 de marzo de 2029. Por otro lado, en la presentación del presupuesto, el Gobierno confirmó que estas medidas reducirán las facturas de electricidad medias de los hogares aproximadamente en 150 £, a partir de abril de 2026. En el presupuesto, se incluyó el compromiso de destinar 1.500 millones de libras adicionales de gasto público a ayudar a combatir la pobreza energética a través del Plan de Hogares Cálidos *(Warm Homes Plan)* del Gobierno británico, lo que eleva la financiación pública total a este fin a casi 15.000 millones de libras. En el ámbito del transporte, en la presentación del presupuesto, el Gobierno anunció una serie de medidas para promover la adopción de vehículos eléctricos (VE), incluida una financiación adicional de 1.300 millones de libras *(Electric Car Grant)* para subvencionar la compra de coches eléctricos hasta 2029/30. Asimismo, comunicó la introducción de un nuevo impuesto basado en el kilometraje que se aplicará a los VE a partir de abril de 2028, además de las actuales cuotas del impuesto de circulación que deben abonar todos los vehículos. En 2028 y 2029, el impuesto ascenderá a 3 peniques por milla para los vehículos de batería eléctrica y a 1,5 peniques por milla para los coches híbridos enchufables. Con el presupuesto también se anunció la prórroga de un año del impuesto Apoyo al Precio del Carbono (*Carbon Price Support* o CPS), por lo que se mantendrá en su nivel actual de 18 £ por tonelada de CO_2 durante 2027/28.

Subasta de contratos por diferencias (CfD) para la generación de energías renovables y bonificaciones para la industria limpia (Clean Industry Bonus): El Departamento de Energía (DESNZ) publicó el presupuesto de subasta para la séptima ronda de adjudicación (AR7) de CfD para tecnologías eólicas marinas el 27 de octubre de 2025, en el que anunció 900 millones de libras para el Bloque 3 (para energía eólica marina con cimentación fija) y 180 millones de libras para el Bloque 4 (para energía eólica marina flotante) (precios de 2024). Este presupuesto incluía dos máximos separados que se aplicarán en proyectos de eólica marina en Escocia y en otros proyectos de eólica marina del Bloque 3 para diferenciar sus precios de subasta. Transcurrido el plazo de presentación de ofertas para la subasta AR7 —que tuvo lugar entre el 11 y el 17 de noviembre de 2025—, el DESNZ publicó los resultados de la AR7 el 14 de enero de 2026, según los cuales se adjudicaron CfD a 20 años a seis proyectos de eólica marina con cimentación fija (que representan un total de 8.245 MW) y a dos proyectos de eólica marina flotante (en total, 192,5 MW). El DESNZ aumentó el presupuesto para eólica marina con cimentación fija (Bloque 3) de 900 millones a 1.790 millones de libras. En el Bloque 3, 6.865 MW de la eólica marina con cimentación fija en Inglaterra y Gales (cinco proyectos distribuidos en nueve contratos) se adjudicaron a 91,20 £/MWh, mientras que un proyecto de eólica marina de cimentación fija escocés de 1.380 MW se adjudicó a 89,49 £/MWh (todos los precios indicados son de 2024). En el Bloque 4 de eólica marina flotante, un proyecto de 100 MW de Gales y otro de Escocia de 92,5 MW resultaron adjudicados a 216,49 £/MWh (precios de 2024). El DESNZ también confirmó una asignación final de la bonificación para la industria limpia, en el marco del AR7, de aproximadamente 204 millones de libras, con sujeción a las decisiones finales de contratación. Asimismo, el DESNZ publicó el presupuesto de subasta para la ronda de adjudicación 7a (AR7a) (para tecnologías renovables distintas de las eólicas marinas) el 8 de diciembre de 2025, en el que anunció que se destinarían 295 millones de libras para el Bloque 1 (tecnologías consolidadas, incluidas la eólica terrestre y la fotovoltaica solar) y 15 millones de libras para Bloque 2 (tecnologías menos consolidadas). Los resultados de la AR7a se publicarán previsiblemente entre el 6 y el 9 de febrero de 2026. Mientras tanto, el DESNZ ha comenzado los preparativos para la ronda de adjudicación 8 (AR8). El calendario previsto (incluida la ronda de adjudicación de la bonificación para la industria limpia en el marco de la AR8) se comunicará a su debido tiempo.

Indexación de la RO: El 31 de octubre de 2025, el Gobierno británico, junto con las Administraciones descentralizadas, publicó una consulta sobre las opciones para pasar de la indexación con arreglo al I (índice de precios minoristas, *Retail Price Index*) a la indexación con arreglo al CPI (índice de precios al consumo, Consumer Price Index) en la obligación de compra de energías renovables (RO) a partir de abril de 2026. El 28 de enero de 2026, se publicó la respuesta de los Gobiernos, en la que se confirmó que adoptarían una indexación basada en el IPC del precio de rescate *(buy-out price)* de la RO antes del próximo ajuste anual en abril de 2026. Para su implementación, se expondrá la legislación delegada ante los respectivos Parlamentos. El Gobierno británico adoptará un enfoque equivalente en el régimen de tarifas reguladas *(Feed-in Tariff)* a pequeña escala, de forma que las tarifas se indexarán con arreglo al IPC a partir del 1 de abril de 2026.

Reforma de la tarificación nacional (RNP): El Gobierno aún no ha publicado un plan de ejecución de la reforma de tarificación nacional, en el que se espera que se detallen más aspectos, así como los próximos pasos que se seguirán. En diciembre de 2025, el Operador del Sistema Energético Nacional (NESO) anunció que se había producido un retraso de alrededor de 12 meses en una de las principales líneas de trabajo (en concreto, la elaboración de una Planificación Espacial Estratégica de Energía [SSEP]) y se espera que se complete finalmente en otoño de 2027.

Mercado de capacidad (CM): El DESNZ ha definido un objetivo de contratación de 39,1 GW para la subasta A-4 (con año de entrega en 2029/30) y un objetivo adicional de 5,8 GW para la subasta T-1 (con entrega en 2026/27). Se prevé que ambas subastas tengan lugar en marzo de 2026. Aparte de estas subastas, el DESNZ también ha sometido a consulta una serie de propuestas para aumentar el tope de precios disponible para un subconjunto de nueva capacidad de generación firme y duradera en subastas del mercado de capacidad.

Financiación de energía nuclear: Tras la decisión final sobre la inversión (FID) para la construcción de la nueva planta nuclear de Sizewell C, en Suffolk, en verano de 2025, el Gobierno está sometiendo a consulta la posibilidad de asumir facultades para permitir la celebración de contratos por diferencias con los propietarios de las plantas nucleares existentes, a fin de facilitar posibles ampliaciones de la vida útil (con arreglo a una evaluación exhaustiva de la relación calidad-precio y a otras aprobaciones reglamentarias, incluida la correspondiente justificación de la seguridad tecnológica).

Controles de precios RIIO-3: Los controles de precios RIIO-3 de la Ofgem para las redes de transporte de electricidad y gas, y de distribución de gas tendrán una duración de cinco años, desde abril de 2026 hasta marzo de 2031. Los titulares de las licencias presentaron sus planes de negocio definitivos el 11 de diciembre de 2024, y, el 4 de diciembre de 2025, la Ofgem publicó sus resoluciones finales (FD). Con respecto al control de precios de la transmisión de electricidad de SPT (RIIO-ET3), la Ofgem fijó la asignación del gasto total de referencia en 10.400 millones de libras, lo que supone un incremento de 438 millones de libras con respecto a la propuesta preliminar de julio. El coste de los fondos propios (real) se estableció en un 5,7% con un apalancamiento del 55%, mientras que el coste de deuda (seminominal) se ajustó al 5,64% para SPT. En consecuencia, el coste medio ponderado del capital (WACC) seminominal global para SPT se sitúa en el 5,67%, lo que supone un aumento con respecto al 5,64% de la propuesta preliminar. SPT obtuvo la mayor recompensa, en el marco del Programa de Incentivos del Plan Empresa *(Business Plan Incentive)*, de entre todas las empresas de transporte o compañías de gas, de 11,8 pb de la rentabilidad sobre el capital regulatorio (RoRE). Los controles de precios de la Ofgem para las redes de distribución de electricidad (RIIO-ED3) tendrán una duración de cinco años, desde abril de 2028 hasta marzo de 2033. El 8 de octubre de 2025, la Ofgem publicó una consulta sobre la metodología específica del sector (SSMC), en la que se propuso mantener la metodología actual para establecer el coste de los fondos propios y la deuda.

Reforma de las conexiones a la red eléctrica: El Gobierno está trabajando con Ofgem y el Operador del Sistema Energético Nacional (NESO) para reducir los plazos de conexión a la red con el fin de respaldar los avances hacia la descarbonización del sector eléctrico. Las propuestas de reforma de las conexiones de la NESO (TMO4+) tienen por objeto lograr una cartera racionalizada de proyectos que estén verificablemente listos para conectarse y se ajusten al Plan de Energía Limpia 2030 del Gobierno y a la posterior planificación estratégica en materia de energía. La Ofgem aprobó el paquete de propuestas de reforma TMO4+ el 15 de abril de 2025, que incluye modificaciones de los códigos del sector y de las licencias de transporte, distribución y NESO. Las competencias legislativas para facilitar estas reformas se han incluido en la Ley de Planeamiento Urbanístico e Infraestructuras (Planning and Infrastructure Act) de 2025. El NESO puso en marcha el proceso reformado en julio de 2025, a fin de revaluar la cola de conexión existente. Este ejercicio finalizó en diciembre de 2025 y se consideró que 382 GW de proyectos de generación, almacenamiento y demanda cumplían los criterios para incluirse en la nueva cola, mientras que más de 300 GW de proyectos no avanzaron desde la cola previa a la reforma. Las ofertas de conexión para proyectos incluidos en la nueva cola se emitirán en el segundo y tercer trimestres de 2026. Asimismo, se prevé que el plazo para nuevas solicitudes se inicie en el segundo semestre de 2026.

Límite máximo de las tarifas minoristas: El límite máximo de las tarifas por defecto de la Ofgem se introdujo en 2019 para proteger a los clientes domésticos con tarifas por defecto. Tras el cambio en la asignación de costes operativos, que entró en vigor en julio de 2025, la Ofgem publicó, en noviembre de 2025, una serie de resoluciones sobre cinco modificaciones relativas a la metodología del tope de precios que, en conjunto, añadieron aproximadamente 36 £ al tope, con efectos a partir de enero de 2026. La Ofgem prevé realizar una evaluación a finales de 2026 para determinar si es necesario un ajuste adicional con respecto a los costes relacionados con la deuda en que se incurrió entre abril de 2022 y junio de 2025. Se tendrán en cuenta las interacciones con el plan de alivio de la deuda (DRS) propuesto de la Ofgem, que obligaría a los proveedores a condonar determinadas deudas históricas de los clientes con bajos ingresos que cumplan los requisitos durante 2026.

Plan de Hogares Cálidos: El 21 de enero de 2026, el Gobierno publicó el Plan de Hogares Cálidos *(Warm Homes Plan)*, en el que define sus planes para mejorar el parque de viviendas británico mediante tecnologías con bajas emisiones de carbono y mejoras en el aislamiento. Para ello, destinará en torno a 15.000 millones de libras de la financiación pública asignada a través de la revisión del gasto público de 2025 y el presupuesto de otoño de 2025. La financiación se asignará mediante una combinación de fondos públicos y mecanismos de financiación para los hogares (incluidos préstamos a interés bajo o sin intereses), así como financiación pública para la infraestructura de redes de calefacción.

4. Regulación EE.UU.

Concesión de permisos

El 20 de enero, en su primer día en el cargo, el presidente Trump emitió una orden ejecutiva sobre la energía eólica terrestre y marina. La orden instruye al Departamento del Interior a llevar a cabo una revisión exhaustiva de la necesidad de rescindir o modificar cualquier arrendamiento eólico marino existente, identificando cualquier base legal para dicha eliminación. La orden también ordena a las agencias federales que no expidan nuevas aprobaciones, derechos de paso, permisos, concesiones o préstamos para proyectos eólicos terrestres o marinos hasta que se complete una evaluación y revisión exhaustiva de las prácticas federales de concesión y permiso de energía eólica.

En julio, el Departamento del Interior tomó varias medidas destinadas a frenar el desarrollo de proyectos de energía eólica y solar. El 3 de septiembre, el Gobierno federal presentó una moción para suspender y anular el Plan de Construcción y Operaciones de los proyectos eólicos marinos previamente autorizados, incluido el New England Wind 1. El 5 de diciembre, la Oficina de Administración de Energía Oceánica (BOEM, por sus siglas en inglés) de EE. UU. solicitó ante el Tribunal del Distrito de Columbia una remisión voluntaria del Plan de Construcción y Operaciones del proyecto New. El 22 de diciembre, el Departamento del Interior emitió una orden directiva para suspender todas las actividades de los cinco proyectos eólicos marinos en construcción, incluido el Vineyard Wind 1, durante 90 días por motivos de seguridad nacional. Los proyectos presentaron recursos legales contra estas órdenes de suspensión de obras. El 27 de enero de 2026, el Tribunal de Distrito de Estados Unidos para el Distrito de Massachusetts emitió una decisión que permite a Vineyard Wind reanudar sus actividades autorizando la reanudación de la construcción en Vineyard Wind 1 mientras el caso continúa.

Aranceles

La Administración Trump está aplicando una política comercial agresiva centrada en el principio America First, que da prioridad a Estados Unidos. Se han anunciado aranceles a casi todos los países y otros adicionales a determinados productos, como el acero y el aluminio. Las tarifas arancelarias siguen siendo variables y se enfrentan a impugnaciones legales.

Existen restricciones a las importaciones de productos procedentes de Canadá y México debido a la preocupación por el flujo de fentanilo hacia Estados Unidos. Los productos que no cumplen con el T-MEC están sujetos a aranceles adicionales. A 31 de julio, las tasas para Canadá y México eran del 35% y del 25%, respectivamente.

Los aranceles sobre los productos chinos también han fluctuado. Actualmente, se aplica un arancel del 10% al fentanilo procedente de China, al que se suma un arancel recíproco del 10%. El 10 de noviembre, la Casa Blanca anunció que estas tasas se prorrogarían hasta el 10 de noviembre de 2026.

El 2 de abril, el presidente emitió una orden ejecutiva para aplicar nuevos aranceles recíprocos con un arancel universal del 10% para la mayoría de los países (excepto México, Canadá y China), así como tipos recíprocos más elevados específicos para cada país. Existen algunas exclusiones de productos de los aranceles, incluidos los aranceles de la sección 232 sobre el acero y el aluminio. En los demás casos, los aranceles se acumulan a los existentes. Los aranceles recíprocos actualizados entraron en vigor el 7 de agosto. Los aranceles para la India se duplicaron el 27 de agosto.

Los aranceles se han enfrentado a impugnaciones legales y su situación sigue siendo incierta. El 29 de agosto, un tribunal federal de apelación dictaminó que los aranceles de la Ley de Poderes Económicos de Emergencia Internacional (IEEPA) eran ilegales, aunque decidió mantenerlos mientras el Departamento de Justicia de Estados Unidos presenta su apelación. Las alegaciones orales de este caso ante el Tribunal Supremo de los Estados Unidos se llevaron a cabo el 5 de noviembre. Se espera una decisión en el primer trimestre de 2026, de modo que el camino hacia el reembolso no está garantizado.

Nueva York — Novedades normativas

Presentación conjunta de la propuesta y del estudio de tarifas: En 2025, NYSEG y RG&E seguían operando en virtud del acuerdo de propuesta conjunta (JP) aprobado por la Comisión de Servicios Públicos de Nueva York ("NYPSC" o "Comisión") el 12 de octubre de 2023. La JP estableció un plan tarifario de tres años que abarca desde el 1 de mayo de 2023 hasta el 30 de abril de 2026. La tasa de rendimiento permitida sobre el capital ordinario (ROE) para NYSEG Electric, NYSEG Gas, RG&E Electric y RG&E Gas es del 9,20%. Asimismo, el coeficiente de capital ordinario para cada una es del 48%. La JP también incluye bandas de participación en los beneficios para los beneficios que superen los 50 puntos básicos del ROE del 9,20%, utilizando un ratio de capital del 50%.

El 27 de junio de 2025, NYSEG y RG&E presentaron, de conformidad con los requisitos de la NYPSC, una solicitud para establecer tarifas revisadas para los servicios de electricidad y gas de las empresas. Las solicitudes de tarifas respaldan las inversiones necesarias para satisfacer la demanda energética futura, incluida la creciente demanda de energía en todo el estado de Nueva York, junto con los planes para modernizar las infraestructuras y los sistemas obsoletos existentes con el fin de mejorar la fiabilidad y el servicio al cliente para millones de consumidores de energía del norte del estado de Nueva York. El procedimiento está en curso y se espera que las nuevas tarifas entren en vigor en junio de 2026.

Auditoría de gestión: El 19 de mayo de 2025, la Comisión autorizó la publicación del informe final de auditoría de gestión de Nueva York. Se exigió a NYSEG y RG&E que presentaran planes de implementación para cumplir con las ciento veintiocho (128) recomendaciones que se recogen en el informe final. El 18 de junio de 2025, NYSEG y RG&E presentaron sus planes de implementación ante la Comisión, seguidos de las revisiones solicitadas el 7 de agosto de 2025. El periodo abierto a comentarios públicos concluyó en noviembre de 2025. Las empresas se encuentran actualmente a la espera de una orden de la Comisión en relación con los planes de implementación presentados.

Auditoría de compensación: El 13 de febrero de 2025, la Comisión inició una auditoría operativa específica para examinar los programas de remuneración de incentivos de la dirección de las principales empresas de servicios públicos de electricidad, gas y agua propiedad de inversores. El 15 de mayo de 2025, la NYPSC seleccionó a Overland Consulting como auditor independiente y ordenó a todas las empresas de servicios públicos de Nueva York que firmaran un contrato con Overland. Hasta la fecha, Overland ha emitido 212 solicitudes de datos y ha realizado 7 entrevistas con las empresas. La fecha prevista para la presentación del borrador del informe de auditoría es agosto de 2026, y el informe final está previsto para septiembre de 2026.

En relación con la planificación proactiva para la mejora de la infraestructura de la red eléctrica: El 12 de junio de 2025, la Comisión emitió una orden para tratar las solicitudes urgentes de mejora, en la que aprobaba dos proyectos de NYSEG y RG&E, entre ellos Kents Falls, con un coste estimado de 37,1 millones de dólares, y Station 124, con un coste estimado de 33,2 millones de dólares. El 18 de septiembre de 2025, la Comisión ordenó a las empresas de servicios públicos conjuntas que desarrollaran dos componentes clave para dar apoyo a los futuros ciclos de planificación proactiva, entre ellos un documento titulado “Marco de planificación proactiva modificado”, presentado el 17 de noviembre de 2025, en el que se identifican los datos y las fuentes que deben tenerse en cuenta, y un “Informe de estudio de planificación proactiva”, en el que se evalúan las necesidades y se proponen proyectos que deben presentarse antes de septiembre de 2026.

Actividades relacionadas con la política estatal: Las empresas continúan avanzando en las fases 1 y 2 del proyecto Powering New York, manteniendo el progreso en las actividades de ingeniería, obtención de permisos, adquisiciones y primeras fases de construcción. La Comisión no ha indicado ningún cambio en los requisitos aplicables ni en las iniciativas de transmisión relacionadas.

La Comisión aprobó recientemente la ampliación del programa de créditos por emisiones cero (ZEC, por sus siglas en inglés) para las centrales nucleares existentes hasta 2049, lo que refuerza el compromiso del estado con la preservación de la capacidad de carga base sin emisiones de carbono.

Maine — Novedades normativas

En la presentación anual de cumplimiento de CMP realizada el 11 de junio de 2025, la Comisión de Servicios Públicos de Maine emitió una orden por escrito en la que aprobaba una estipulación no impugnada. El impacto de esta decisión se reflejó en las tarifas a partir del 1 de julio de 2025 e incluye la recuperación de 242 millones de dólares hasta el 30 de junio de 2026 y 66 millones de dólares adicionales desde el 1 de julio de 2026 hasta el 30 de junio de 2027. La mayor parte de estos costes se atribuyen a los aplazamientos de los costes de las tormentas de 2023 y 2024, que se amortizarán íntegramente antes del 30 de junio de 2027.

El 16 de septiembre de 2025, CMP presentó una solicitud de revisión de las tarifas de distribución ante la Comisión de Servicios Públicos de Maine (MPUC, por sus siglas en inglés). La propuesta consistía en un plan tarifario de cinco años con un ROE del 9,80% y un coeficiente de capital del 50%, y las nuevas tarifas entrarían en vigor en septiembre de 2026. Las intervenciones debían realizarse el 29 de septiembre de 2025, seguidas de una audiencia preliminar el 1 de octubre de 2025. El 18 de noviembre de 2025, la MPUC llevó a cabo deliberaciones y votó por unanimidad desestimar la propuesta de revisión tarifaria. CMP decidió desestimar el caso de revisión tarifaria el 20 de noviembre de 2025, y la MPUC cerró el caso el 24 de noviembre de 2025.

Connecticut — Novedades normativas

Está en curso un recurso contra una decisión sobre las tarifas de 2023, en la que la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos de Connecticut (PURA) autorizó a United Illuminating (UI), filial de Avangrid, un rendimiento del capital (ROE) del 8,63%, que incluía una penalización de 47 puntos básicos por cuestiones de gestión y rendimiento operativo. La Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (PURA) dictó resoluciones sobre los casos tarifarios de Connecticut Natural Gas (CNG) y Southern Connecticut Gas (SCG) en noviembre de 2024. La PURA autorizó a ambas empresas un ROE del 9,15%, utilizando un coeficiente de capital ordinario del 53%. Para ambas empresas de gas, el ROE autorizado incluía una reducción de 5 puntos básicos. Las apelaciones de las decisiones de la PURA sobre las tarifas del gas para 2024 se presentaron ante el Tribunal Superior de Connecticut. El 19 de noviembre de 2025, el Tribunal Superior de Connecticut correspondiente al distrito judicial de New Britain remitió las decisiones finales sobre tarifas a la PURA para que se llevara a cabo un nuevo procedimiento tarifario y ordenó a dicha autoridad que reconsiderara las solicitudes tarifarias subyacentes como si se tratara de nuevas solicitudes. La PURA ha abierto dos nuevos expedientes en respuesta a la remisión y ha iniciado el proceso para dar cumplimiento a la orden de remisión.

El 12 de noviembre de 2024, UI presentó una solicitud para ajustar sus tarifas y cargos, en la que propone modificar las tarifas vigentes de UI a partir del 1 de noviembre de 2025. La PURA dictó una resolución definitiva sobre esta solicitud el 28 de octubre de 2025, en la que aprobó una tasa de rendimiento sobre el capital ordinario del 9,45%, que se reduciría al 9,25% una vez aplicada una reducción de 20 puntos básicos, y un coeficiente de capital del 51%. UI presentó una moción de reconsideración en noviembre de 2025 centrada en las sanciones aplicadas al ROE y en las denegaciones de protección contra la inflación, la recuperación de los gastos del Consejo de Administración y los gastos de auditoría. La PURA aprobó la solicitud de reconsideración y tiene un plazo legal para dictar una resolución sobre estas cuestiones antes del 5 de marzo de 2026.

Massachusetts – Novedades normativas

El 14 de noviembre de 2025, BGC presentó una solicitud de modificación de tarifas para un periodo de cinco años ante el Departamento de Servicios Públicos (DPU) de Massachusetts. La sociedad busca obtener una tasa de rendimiento autorizada sobre el capital ordinario (ROE) del 10,35% utilizando un ratio de capital del 54%. Según la ley, el DPU tiene diez meses para resolver completamente una solicitud de modificación de tarifas.

5. Brasil

Prórroga del plazo de Concesión – Neoenergia Pernambuco

El 16 de septiembre de 2025, el Ministerio de Minas y Energía de Brasil publicó una resolución por la que se admitió la solicitud para prorrogar el plazo de la Concesión del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de Neoenergia Pernambuco, objeto del Contrato de Concesión núm. 26/2000-ANEEL. En ese contexto, se firmó adenda al contrato de concesión para prorrogar el plazo por 30 años más a partir del 30 de marzo de 2030.

Prórroga del plazo de Concesión – Neoenergia Elektro, Neoenergia Cosern, Neoenergia Coelba

Mediante las Resoluciones núm. 3.427/2025, 3.686/2025 y 3.684/2025 ANEEL, por su parte, recomendó al MME la prórroga de los Contratos de Concesión de Distribución de Neoenergia Elektro (núm. 187/98-ANEEL), de Neoenergia Cosern (núm. 008/1997) y de Neoenergia Coelba (núm. 010/1997) por un plazo de 30 años más. Las solicitudes esperarán ahora la aprobación del MME para proceder con la firma.

Ley núm. 15.235/2025 (Conversión de la Medida Provisional 1.300)

Sancionada en oct/2025, amplía la Tarifa Social de Energía Eléctrica en Brasil, garantizando un descuento del 100% a las familias con bajos ingresos inscritas en el CadÚnico cuyo consumo sea igual o inferior a 80 kWh/mes, así como la exención de las cuotas de la CDE para consumos de hasta 120 kWh/mes de quienes tengan ingresos comprendidos entre medio y un salario mínimo, e incluye asimismo a los beneficiarios de edad avanzada del Beneficio de Prestación Continuada (BPC) y a las comunidades indígenas y quilombolas dentro de este beneficio. La Ley también cambia el prorrateo de los costes de Angra 1 y 2, incluyendo a los consumidores libres en el prorrateo y eximiendo los valores para consumidores clasificados como de bajos ingresos, y también permite la aprobación anticipada con descuento (repactuación) de las cuotas no vencidas de Uso de Bien Público - UBP por productores hidroeléctricos.

Ley núm. 15.269/2025 (Conversión de la Medida Provisional 1.304)

Publicada el 25 de noviembre de 2025, entre los principales cambios destacan:

- cronograma para la apertura del mercado pendiente de baja tensión (en un máximo de 24 meses para consumidores comerciales e industriales y, pasado ese plazo, 12 meses más para todos los consumidores de baja tensión);
- abastecimiento de última instancia destinado a atender temporalmente a los consumidores minoristas que se encuentren sin proveedor en el mercado libre;
- creación de carga destinada a compartir entre todos los consumidores los efectos financieros de la sobrecontratación o exposición involuntaria de las distribuidoras por la migración de consumidores al mercado libre;
- final de los descuentos de fuentes incentivada para los consumidores que ejerzan la opción de adquirir energía en el mercado libre, así como para la cuota de aumento de la demanda contratada de los consumidores que ya hubieran ejercido la opción;
- definición de límite para el importe de las cuotas anuales de CDE recogidas de los consumidores, para parte de los gastos de la Cuenta, así como ayudas a fábricas de carbón, a fuentes incentivadas y a la generación distribuida;
- resarcimiento por cortes de generación (*curtailment*) por restricciones eléctricas y de seguridad sistémica;
- definición de la obligación de ingreso de Tasa de Fiscalización de Servicios de Energía Eléctrica - TFSEE por comercializadores de energía;
- inclusión de los generadores en el reparto de la contratación de reserva de capacidad, según normativa futura de Aneel;
- definición de las condiciones para prorrogar las concesiones de UHE con capacidad superior a 50 MW;

Revisiones Tarifarias – Empresas de transporte de energía eléctrica

El 18 de junio se publicó la Resolución de Homologación ANEEL núm. 3.470, con el resultado de la Revisión Tarifaria Periódica de los Ingresos Anuales Permitidos (RAP en portugués) de 2025 de tres concesionarias de transporte de electricidad desverticalizadas, una de las cuales era distribuidora del Grupo Neoenergia (Afluente T.) con una RAP homologada de 73,8 millones de reales brasileños, lo que representa un índice de reposicionamiento nominal del 14,2%. El 24 de junio se publicó la Resolución de Homologación ANEEL núm. 3.475, con el resultado de la Revisión Tarifaria Periódica de los Ingresos Anuales Permitidos (RAP en portugués) de 2025 de 30 concesionarias de transporte de electricidad licitadas, solo una de las cuales era distribuidora del Grupo Neoenergia (Rio Formoso) con una RAP homologada de 25,2 millones de reales brasileños, lo que representa un índice de reposicionamiento nominal de 5,46%. Los porcentajes autorizados para cada transporte de electricidad entraron en vigor el 1 de julio, fecha de revisión prevista en los contratos de concesión.

Aumento de la resiliencia del sistema de distribución y transporte a eventos climáticos

ANEEL publicó la Resolución Normativa 1.137/2025 con mejoras normativas para aumentar la resiliencia de los sistemas de distribución y transporte de energía eléctrica ante eventos climáticos. Entre los principales puntos se encuentran: (i) Creación del indicador DISE, con compensación al consumidor por interrupciones prolongadas en emergencias; (ii) Refuerzo de la responsabilidad de las distribuidoras en el manejo de la vegetación urbana, en colaboración con los ayuntamientos; (iii) Establecimiento de canales exclusivos de comunicación con el poder público en situaciones de crisis; (iv) Obligatoriedad de planos de contingencia detallados y formaciones periódicas; (v) Normativa de cesión de emergencia de recursos entre distribuidoras, con criterios de neutralidad financiera; (vi) Revisión de las normas sobre resarcimiento por daños eléctricos, con eliminación de exenciones automáticas en caso de desastre.

Política Nacional de Acceso al Sistema de Transporte de energía - PNAST

El 5 de diciembre de 2025 se publicó el Decreto 12.722, instituido por la Política Nacional de Acceso al Sistema de Transporte de electricidad – PNAST. PNAST modifica el proceso de acceso al Sistema Interligado Nacional (SIN), al introducir las “Temporadas de Acceso”, mecanismo que substituye la normativa por orden de llegada (fila) por análisis en lote, con selección por criterios técnicos y competitivos, con el objetivo de asegurar el uso racional de la red, mejorar la previsibilidad para inversores y ofrecerle a la planificación sectorial información más robusta y realista sobre las necesidades futuras del SIN.

6. México

México ha avanzado en la implementación de su reforma energética mediante la publicación de un nuevo marco legal y regulatorio para el sector eléctrico.

A través de la nueva Ley del Sector Eléctrico, publicada en marzo de 2025, se redefinió el rol de la iniciativa privada en la generación, comercialización y en la planeación del Sistema Eléctrico Nacional. Asimismo, el nuevo marco institucional establece a la Comisión Nacional de Energía como el organismo regulador de los sectores eléctrico y de gas natural, mientras que se fortalece a la Secretaría de Energía como la responsable de la planeación del sistema.

La implementación de la reforma ha mostrado un avance progresivo durante el ejercicio 2025, esto mediante la publicación de los reglamentos, aprobación de planes de desarrollo vinculantes y la publicación de disposiciones operativas que definen con mayor precisión los mecanismos de planeación del sistema, participación público-privada, otorgamiento de permisos y autorizaciones, así como la expansión de la infraestructura eléctrica, configurando un entorno más predecible y alineado con los objetivos de política energética nacional.

Convocatoria para la atención prioritaria de solicitudes de permisos de generación eléctrica e interconexión al Sistema Eléctrico Nacional

Un ejemplo de lo anterior es la publicación, en octubre de 2025, de la Convocatoria para priorizar permisos de generación e interconexión, estableciendo un proceso específico para autorizar proyectos estratégicos alineados con la planeación del sector.

Con una participación relevante, Iberdrola México obtuvo dos permisos para el desarrollo de dos proyectos fotovoltaicos, cuyo desarrollo y entrada en operación estará sujeto al cumplimiento de diversos hitos.

Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2025

Este informe de gestión se ha preparado tomando en consideración la "Guía de recomendaciones para la elaboración de los informes de gestión de las entidades cotizadas", publicada por la CNMV en julio de 2013.

1. Situación de la Sociedad

1.1 Propósito y Valores del Grupo IBERDROLA

Propósito

El propósito del conjunto de compañías que integran el Grupo IBERDROLA y, por tanto, su razón de ser es "*continuar construyendo, cada día y en colaboración, un modelo energético más eléctrico, saludable y accesible*". Este propósito, centrado en el bienestar de las personas y en la preservación del planeta, refleja la estrategia que las compañías del Grupo han venido ejecutando desde hace años de forma sostenible y su compromiso para continuar luchando, junto con todos sus Grupos de interés, por:

- Una transición energética real y global que, basada en la electrificación del sector energético, en particular, y de la economía en su conjunto, en general, contribuya al desarrollo sostenible.
- Un modelo energético más eléctrico, que abandone el uso de los combustibles fósiles y generalice el uso de las fuentes de energía renovables, el almacenamiento eficiente de energía, las redes inteligentes y la digitalización.
- Un modelo energético más saludable para las personas, cuya salud y bienestar a corto plazo depende de la calidad ambiental de su entorno.
- El impulso hacia unas condiciones de bienestar más accesibles para todos, y la creación de una sociedad que favorezca la inclusión, la igualdad, la equidad y el desarrollo.
- Un modelo energético construido en colaboración con todos los agentes implicados y con el conjunto de la sociedad, que se asiente en las mejores prácticas de gobernanza que contribuyan a su sostenibilidad.

Valores

Para alcanzar el propósito para el conjunto de compañías del Grupo IBERDROLA toda su estrategia y sus actuaciones deben inspirarse y asentarse en los tres "valores" siguientes:

- **Energía sostenible**: porque han de buscar siempre un modelo de inspiración creando valor medioambiental, social y económico en todo su entorno y pensando en el futuro.
- **Fuerza integradora**: porque tienen una gran fuerza y una gran responsabilidad. Por eso trabaja sumando talentos, por un propósito que es por todos y para todos.
- **Impulso dinamizador**: porque hacen realidad pequeños y grandes cambios siendo eficientes y autoexigentes, buscando siempre la mejora continua.

1.2 Modelo de negocio

Iberdrola ha liderado durante más de dos décadas la evolución del sector energético, construyendo un modelo de negocio que se focaliza en la inversión en redes, en potenciar las renovables con mayor valor, en crecer en almacenamiento y en optimizar la cartera de clientes en beneficio de todos.

Iberdrola centra su negocio en la electrificación como palanca de aseguramiento de la autosuficiencia, la seguridad energética, la eficiencia, la competitividad y la reducción de emisiones. Un proceso de electrificación que se focaliza en la inversión en redes, en potenciar las renovables con mayor valor, en crecer en almacenamiento y en optimizar la cartera de clientes.

Este modelo, consolidado y de probado éxito, se fundamenta en: una combinación única de negocios y geografías, respaldada por una sólida posición financiera y una política de dividendos estable, e integrando la sostenibilidad y la creación de valor compartido en el negocio.

Diversificación de negocios y áreas geográficas

La electrificación es imparable, por ello, la compañía, en base a su experiencia y oportunidad de crecimiento orgánico, apuesta por ampliar y reforzar las redes eléctricas principalmente en mercados regulados y estables como son EE.UU., Reino Unido, Brasil y España. Se prevén importantes inversiones en redes, con el objetivo de conectar la demanda con fuentes de energía limpia que sustituya los combustibles fósiles.

Para ello, Iberdrola apuesta por la digitalización. La tecnología es clave en el desarrollo de las redes, y se impulsa desde los Global Smart Grids Innovation Hubs de España, Reino Unido y Qatar. Así, la compañía dispone de una base de activos digitalizada, con procesos de operación cada vez más inteligentes que permiten mejorar el servicio al cliente a través del control y excelencia operativa.

Con una capacidad instalada de más de 44 GW a cierre de 2025, Iberdrola es uno de los líderes mundiales en energías renovables. Dicho posicionamiento, proporciona flexibilidad a la compañía para invertir de forma selectiva en diferentes tecnologías y países; apostando por un mayor crecimiento en eólica marina, eólica terrestre y solar.

El Grupo está presente en geografías donde existe un marco regulatorio estable y de alta calificación crediticia, de manera que garantizan la viabilidad de las inversiones y se aseguran los márgenes a medio y largo plazo.

Fortaleza Financiera

Iberdrola reafirma su compromiso con el mantenimiento de la solvencia y solidez financieras, alineando el modelo de financiación con un plan de inversiones caracterizado por la sostenibilidad y ofreciendo a sus prestamistas e inversores, en cada operación, una garantía robusta de que su capital va a contribuir a generar un impacto positivo para el medioambiente y la sociedad.

Sostenibilidad integrada en el negocio y valor compartido

La combinación de dividendo financiero y social, orientado a satisfacer las expectativas de sus Grupos de interés e integrando los aspectos de sostenibilidad en la estrategia y gestión de la compañía, es el pilar clave de la creación de valor a largo plazo.

La compañía sigue avanzando en su propósito de reducción de emisiones, con la meta aspiracional de ser Carbon Neutral en 2030 en el Alcance 1 y en los 3 alcances antes de 2040; protegiendo la naturaleza, para lo cual ha establecido el objetivo de un impacto positivo en la biodiversidad en el año 2030; y fomentando el uso eficiente de los recursos para lo cual ha definido un Plan de Economía Circular.

Respecto de su cadena de valor, se promueve en la compra de equipos y de materiales y de contratación de obras y de servicios, una serie de principios básicos basados en la ética empresarial y transparencia, procurando la búsqueda de la mejora continua y el beneficio mutuo, e impulsando actividades de sostenibilidad e innovación.

Iberdrola se ha dotado de un conjunto de herramientas para la protección a las personas con el fin de prevenir, mitigar y reparar potenciales impactos negativos, en su firme compromiso con la defensa de los derechos humanos.

La compañía continuará impulsando la igualdad de oportunidades y seguirá reforzando el aprendizaje y el desarrollo de sus profesionales.

El crecimiento del Grupo continúa apoyándose preferentemente en instrumentos de financiación sostenible gracias a un elevadísimo grado de alineamiento del plan de inversión con la Taxonomía de la UE.

Todo ello es posible gracias a un Sistema de gobernanza y sostenibilidad basado en la ética, la transparencia y el buen gobierno, que continúa implementando las mejores prácticas del mercado.

Modelo de negocio

La inversión de Iberdrola se va a concentrar principalmente en redes y renovables a largo plazo, inversiones que proporcionan flujos de caja conocidos y recurrentes.

Asimismo, la selección de los países en los que el grupo está presente tiene en cuenta la estabilidad del entorno regulatorio que aplica al sector y su calificación crediticia a largo plazo.

En resumen, el modelo de negocio de Iberdrola tiene las siguientes características y fortalezas:

1. Orientado a satisfacer las expectativas de sus Grupos de interés integrando los aspectos de sostenibilidad en la estrategia y gestión.
2. La inversión se concentra especialmente en el negocio de redes, que dispone de marcos regulatorios predecibles con incentivos a la inversión, y que constituye la infraestructura necesaria para afrontar la transición del modelo energético.
3. Se complementa con inversiones selectivas en renovables, optimizando así el perfil de riesgo-rentabilidad. Se trata de proyectos principalmente de eólica marina, fotovoltaica, eólica terrestre, hidroeléctrica, baterías y producción de hidrógeno verde, todos ellos elementos necesarios para culminar un modelo energético y económico descarbonizado.
4. Diversificación geográfica, con foco en países con alta calificación crediticia.
5. Compromiso histórico con una robusta posición financiera que se apoya preferentemente en instrumentos de financiación verde gracias a un elevadísimo grado de alineamiento del plan de inversión con la Taxonomía de la UE.
6. La política de dividendos establece un dividendo seguro, creciente en línea con el aumento de los resultados de la compañía.

1.3 Presencia y áreas de actividad

Tras más de 125 años de historia, el Grupo IBERDROLA es hoy un líder energético global, el primer productor eólico y una de las mayores compañías eléctricas por capitalización bursátil del mundo. IBERDROLA se adelantó dos décadas a la transición energética para hacer frente a los retos del cambio climático y ofrecer un modelo de negocio sostenible y competitivo, que crea valor para la sociedad.

El liderazgo de Iberdrola se sustenta en los negocios de redes inteligentes y renovables, y en una cartera diversificada de proyectos y mercados, con presencia en países con elevado rating crediticio. La compañía, junto con sus sociedades filiales y participadas, desarrolla sus actividades en cerca de treinta países. El grupo concentra una parte sustancial de su actividad en España, Reino Unido, Estados Unidos, Brasil y México (en discontinuación); y también en Portugal, Australia, Alemania, Grecia, Francia, Italia y Polonia, entre otros.

1.4 Principales productos y servicios

El principal producto que IBERDROLA pone a disposición de sus clientes es la electricidad a través de una amplia gama de productos, servicios y soluciones en los campos de:

- Generación de electricidad con fuentes renovables: eólica (terrestre y marina), hidroeléctrica, fotovoltaica.
- Transporte y distribución de electricidad y gas.
- Almacenamiento tanto a gran escala (GWh) a través de hidroeléctrica reversible, a media escala (MWh) en redes y activos de generación a través de baterías y a pequeña escala (kWh) a nivel de usuario final.
- Tecnologías nuevas, como el hidrógeno verde producido a partir de electricidad renovable.
- Comercialización de electricidad y gas.
- Servicios energéticos para nuestros clientes: con soluciones inteligentes e innovadoras (*Smart*) en los ámbitos:
    - residencial, con servicios como el autoconsumo, solar, la movilidad eléctrica, la bomba de calor, etc.
    - industrial: ofreciendo gestión integral de instalaciones y suministros energéticos, tales como el *Green H2, Industrial Heat*, etc.
- Compraventa de electricidad y gas en mercados mayoristas.
- Digitalización: implementándola en sus activos para mejorar la calidad, la eficiencia y la seguridad del suministro eléctrico.

Con relación a sus clientes, IBERDROLA opera con una estructura organizativa en la que:

- El Negocio de Redes gestiona actividades de distribución en España y de transporte y distribución en Reino Unido, Estados Unidos y Brasil, así como también la comercialización regulada de energía en Estados Unidos y Brasil y cualquier otra actividad de naturaleza regulada que el grupo lleve a cabo en estos cuatro países.

- El Negocio de Renovables y Generación Sostenible, gestiona contratos de compraventa de energía a largo plazo (PPA) con grandes empresas y/o gobiernos en España, Reino Unido, Estados Unidos, México (en discontinuación), Australia, Alemania y Francia.

- El Negocio de Clientes gestiona las actividades no reguladas en España, Reino Unido, Brasil, México (en discontinuación), Estados Unidos y Europa continental.

1.5 Estructura societaria y de gobierno, propiedad y forma jurídica

Iberdrola es una sociedad anónima independiente con domicilio en Bilbao (Plaza Euskadi, número 5) constituida conforme a la legislación española y cotizada en el Mercado de Valores, que se configura como la holding de un grupo internacional presente en España, Reino Unido, Estados Unidos de América, Brasil, México (en discontinuación), otros Estados miembros de la Unión Europea, Portugal, Francia, Alemania, así como Australia, entre otros países.

A través de las sociedades subholding y de las sociedades cabecera de los negocios, el grupo combina una estructura y un modelo de gestión descentralizados, con mecanismos de coordinación que garantizan la integración global de todos los negocios y un sistema eficaz de separación de funciones, contrapesos y controles. Además, el Sistema de gobernanza y sostenibilidad prevé una serie de medidas que confieren a las sociedades subholding cotizadas un marco especial de autonomía reforzada.

Sobre dicha configuración societaria, se asienta la estructura de gobierno que diferencia debidamente, por una parte, las funciones de definición estratégica y supervisión y, por otra, las de dirección ordinaria y gestión efectiva:

a. El Consejo de Administración de Iberdrola tiene atribuidas las competencias relativas a la definición estratégica y del modelo de gobierno, así como la supervisión, organización y coordinación estratégica.

b. El presidente del Consejo de Administración y el consejero delegado de Iberdrola, con el soporte técnico del Comité Operativo y del resto del equipo directivo, asumen la supervisión, organización y coordinación estratégica con proyección a nivel del grupo.

c. Las sociedades subholding refuerzan la supervisión, la organización y la coordinación estratégica en relación con sus respectivos territorios, países o negocios mediante la difusión, implementación y supervisión de la estrategia general y las directrices básicas de gestión, para lo que cuentan con sus propios consejeros delegados, consejeros externos y comisiones de auditoría y cumplimiento, además de direcciones de auditoría interna y unidades de cumplimiento. Dichas entidades agrupan las participaciones en las sociedades cabecera de los negocios y una de sus principales funciones es centralizar la prestación de servicios comunes a estas sociedades, así como representarlas ante las instituciones nacionales.

d. Las sociedades subholding cotizadas (Neoenergia, S.A.) cuentan con un marco especial de autonomía reforzada en los ámbitos normativo, de operaciones vinculadas y de gestión.

1.6 Bases estratégicas para el periodo 2025-2028

El Grupo IBERDROLA es hoy un líder energético global, con una capitalización bursátil de casi 125.000 millones de euros a cierre del ejercicio 2025. En un contexto donde la electrificación avanza de forma imparable, impulsamos la innovación y un modelo de negocio sostenible y competitivo que crea valor para toda la sociedad.

Ante la necesidad de un modelo de negocio limpio, confiable e inteligente, Iberdrola coloca en el eje de su estrategia las inversiones en redes. Esta es nuestra manera de impulsar la electrificación de la economía y trabajar para cubrir las nuevas necesidades de las redes eléctricas.

El Grupo IBERDROLA empezó a apostar por las energías renovables hace más de dos décadas como un pilar fundamental sobre el que construir su modelo de negocio limpio, fiable e inteligente. Gracias a esta visión, la compañía es hoy en día un líder mundial en energías renovables, con más de 47.624 MW de capacidad renovable instalada en todo el mundo a cierre de ejercicio 2025, y abandera la electrificación hacia una economía baja en emisiones.

Este compromiso se refleja en nuestro Plan Estratégico 2025-2028, que pone como eje de crecimiento de la compañía el impulso de las redes de distribución y transporte, especialmente en Reino Unido y Estados Unidos, donde destinará el 65% de su inversión en este tipo de tecnologías.

Iberdrola desarrolla sus actividades con el objetivo de crear valor sostenible para todos sus Grupos de interés: es lo que denominamos nuestro dividendo social. Por eso, incorporamos en nuestra estrategia factores medioambientales, sociales y de gobernanza como contribución sustancial al desarrollo sostenible.

Plan 2025-2028

En nuestro Plan Estratégico 2025-2028 destinaremos 58.000 millones de euros para el desarrollo de redes eléctricas, enfocándonos en Reino Unido y Estados Unidos como mercados principales. Así reforzamos nuestro compromiso con la creación de un futuro energético sostenible y seguro.

El 24 de septiembre de 2025 en el marco del Capital Markets Day, presentamos nuestro Plan Estratégico 2025-2028, en el que actualizamos nuestros compromisos y reforzamos nuestra estrategia inversora.

El Grupo IBERDROLA mantiene el foco en la electrificación de la economía y prevemos inversiones de 58.000 millones de euros hasta 2028 para el desarrollo de redes eléctricas. El foco estará puesto de manera principal en los mercados de Reino Unido y Estados Unidos, en los que se invertirán 20.000 millones de euros y 16.000 millones de euros respectivamente. A estas áreas le siguen la Península Ibérica, con 9.000 millones de euros, Brasil, con 7.000 millones de euros y otros países de la UE y Australia, con 5.000 millones de euros. Además se contemplan alrededor de 1.000 millones de euros para inversiones en innovación y transformación digital no asignados a países.

Redes

Las redes eléctricas serán las protagonistas de nuestra estrategia, el Grupo IBERDROLA tiene previsto invertir 37.000 millones de euros en el negocio de redes, en distribución y transporte, para aumentar la Base de Activos Regulados hasta los 70.000 millones de euros. De esta manera, la Base de Activos Regulados alcanzará los 50.000 millones de euros en la red de distribución y 20.000 millones de euros en la red de transporte, al final del periodo.

En este Plan Estratégico 2025-2028, la nueva inversión en redes destinará 25.000 millones de euros a la red de distribución y 12.000 millones de euros a la red de transporte, que irán dirigidas a mercados con marcos cerrados o en negociación avanzada con la que se prevé una rentabilidad media (ROE) del 9,5%.

Gracias a este nuevo plan inversor, el Grupo IBERDROLA continúa trabajando en el desarrollo de la Generación Renovable y los Clientes, así como una clara apuesta por las Redes de distribución y transporte de energía como pilar estratégico para impulsar la electrificación de la economía. Así, el Grupo IBERDROLA apuesta por acercar la energía eléctrica a más personas mejorando y ampliando la infraestructura que transfiera su capacidad de generación a un volumen más amplio de consumidores.

Generación renovable y clientes

Mejorar la generación de energía limpia y mantener un gran servicio hacia nuestros clientes sigue siendo una prioridad de la compañía. Por eso, continuamos nuestro trabajo en estas áreas con una inversión prevista de 21.000 millones de euros.

Este importe se distribuirá entre cuatro tecnologías, el 75% de los proyectos se encuentran ya en construcción. Así, el 38% se destinará a la eólica marina, en proyectos como East Anglia TWO y East Anglia THREE en Reino Unido o Windanker, en Alemania; un 24%, en eólica terrestre y un 10% a almacenamiento, de los cuales 1.000 millones de euros se destinarán al desarrollo de baterías en Australia y en otros países de Europa, y también se invertirá en almacenamiento por bombeo en la Península Ibérica y otro 10% a solar, que se desarrollará principalmente en España, Italia y Australia.

Este plan prevé alcanzar más de 60 GW de capacidad instalada en 2028, de los cuales, el 90% será libre de emisiones. Esto será posible gracias a que el Grupo IBERDROLA destinará el 80% de su partida dedicada a Renovables y Clientes, unos 16.000 millones de euros, para el aumento de la capacidad instalada y de almacenamiento. De hecho, muchas de las nuevas instalaciones ya se encuentran en construcción, por lo que se prevé elevar nuestra capacidad hasta en 9,5 GW para el 2028. Así, el objetivo de la compañía es poder sostener el incremento en la demanda debido al avance de los centros de datos, el transporte eléctrico y la electrificación de muchos sectores industriales, que hacen necesario el acceso a la electricidad durante toda la jornada, usando los PPAs y los contratos por diferencia como base de su desarrollo.

Resultados

Este Plan Estratégico tiene como objetivo alcanzar 18.000 millones de euros de Beneficio bruto de explotación (EBITDA) para 2028. Eso implica un aumento en 3.000 millones de euros respecto a 2024 gracias a la nueva hoja de ruta, las redes eléctricas contribuirán en un 55% a estos resultados.

De esta forma, la compañía podrá cumplir con su compromiso de incrementar la retribución a sus accionistas, en línea con la evolución de los resultados, y planea distribuir cerca de 20.000 millones de euros en dividendos entre los años 2025 y 2028. Así, el Grupo IBERDROLA destinará entre el 65% y el 75% del beneficio a retribuir a sus accionistas, fijando, a su vez, el suelo del dividendo en 0,64 euros para este período dentro del programa Iberdrola Retribución Flexible.

Este plan de inversiones asegura un crecimiento estable, predecible, rentable y seguro, participando en mercados con un rating A+ y consolidando su posición financiera alineada con un rating crediticio BBB+, posible gracias a un portafolio altamente diversificado.

Esta robustez económica se conseguirá mediante la generación de 52.000 millones de euros de flujo de caja gracias a las nuevas líneas de trabajo previstas. A su vez, la compañía ya ha ejecutado una ampliación de capital de 5.000 millones de euros y tiene previsto un plan de rotación de activos y alianzas de 13.000 millones, que está completo en un 75%, afianzando de esta manera el plan previsto para este periodo.

Dividendo social

La compañía tiene previsto crear 15.000 puestos de trabajo a nivel mundial en los próximos cuatro años y realizar compras por un valor de 65.000 millones de euros a miles de proveedores, sosteniendo más de 500.000 puestos de trabajo en la cadena de valor.

Además, contribuirá con más de 40.000 millones de euros a las arcas públicas en los países en los que está presente hasta 2028.

Dado su compromiso con la innovación, la compañía invertirá 1.600 millones de euros en I+D+i en el periodo.

Iberdrola sigue avanzando en su compromiso con acelerar la electrificación del planeta y pretende compatibilizar su crecimiento con el objetivo de ser neutros en emisiones de CO_2 para el alcance 1, correspondientes en su mayoría a emisiones de generación de electricidad, para el año 2030.

Disclaimer

Este apartado del informe de gestión de IBERDROLA, Bases estratégicas para el periodo 2025 - 2028, contiene determinada información prospectiva que refleja proyecciones y estimaciones con sus presunciones subyacentes, declaraciones relativas a planes, objetivos, y expectativas en relación con operaciones futuras, inversiones, sinergias, productos y servicios, y declaraciones sobre resultados futuros o estimaciones de los administradores, las cuales se basan en asunciones que son consideradas razonables por éstos.

En este sentido, si bien IBERDROLA considera que las expectativas recogidas en tales afirmaciones son razonables, se advierte a los inversores y titulares de las acciones de IBERDROLA de que la información y las afirmaciones con proyecciones de futuro están sometidas a riesgos e incertidumbres, muchos de los cuales son difíciles de prever y están, de manera general, fuera del control de IBERDROLA, riesgos que podrían provocar que los resultados y desarrollos reales difieran significativamente de aquellos expresados, implícitos o proyectados en la información y afirmaciones con proyecciones de futuro.

Las afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro no constituyen garantía alguna de resultados futuros y no han sido revisadas por los auditores de IBERDROLA. Se recomienda no tomar decisiones sobre la base de afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro que se refieren exclusivamente a la fecha en la que se manifestaron. La totalidad de las declaraciones o afirmaciones de futuro, reflejadas en este informe, quedan sujetas, expresamente, a las advertencias realizadas. Las afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro incluidas en este documento están basadas en la información disponible a la fecha de este informe de gestión. Salvo en la medida en que lo requiera la ley aplicable, IBERDROLA no asume obligación alguna – aun cuando se publiquen nuevos datos o se produzcan nuevos hechos- de actualizar públicamente sus afirmaciones o revisar la información con proyecciones de futuro.

2. Evolución y resultado de los negocios

2.1 Entorno global

a) Evolución divisas

Durante el ejercicio 2025 la evolución de los tipos de cambio medios de las principales divisas de referencia de IBERDROLA ha sido la siguiente: el dólar estadounidense se ha depreciado un 4%, la libra esterlina se ha depreciado un 1,1% y el real brasileño se ha depreciado un 8,2% frente al euro, lo que ha supuesto, en conjunto, un menor EBITDA de 355 millones de euros y menor Beneficio neto de 101 millones de euros.

b) Demanda

Respecto a la evolución de la demanda del periodo en las principales zonas de actividad de la compañía:

- En España, el Balance Energético del sistema peninsular en el año 2025 se caracteriza por el incremento de la producción de los ciclos combinados (+33,3%) y solar fotovoltaica (+12,7%) respecto a 2024, con un descenso en el carbón (-52,2%), la cogeneración (-5,9%), la hidroeléctrica (-3,6%), eólica terrestre (-3,5%) y la nuclear (-1,0%) y

  En 2025 la demanda eléctrica peninsular aumenta un 2,9% respecto al año anterior que, en términos ajustados por laboralidad y temperatura, se transforma en un incremento del 1,6%.

  El ejercicio 2025 cierra con un índice de producible de 1,2 y con reservas hidroeléctricas en niveles del 9,7 TWh (52,5%).

- En el Reino Unido, la demanda eléctrica en 2025 se incrementa un 0,1% respecto al año anterior mientras que la demanda de gas se reduce un 2,1%.

- En las áreas de gestión de AVANGRID en la costa Este de los Estados Unidos, la demanda eléctrica se mantiene estable ha aumentado un 0,1% en 2025 respecto a 2024 mientras que la demanda de gas ha aumentado un 7,7% en el periodo.

- La demanda en las zonas de actividad de Neoenergia en Brasil disminuye un 0,9% con respecto a 2024 por el clima más suave.

c) Emisiones

A cierre del ejercicio 2025, las emisiones directas del Grupo IBERDROLA se sitúan en 39,0 gCO2/kWh a nivel global (Incluyendo las actividades discontinuadas, que no forman parte en el ejercicio de la cifra de negocios consolidada, la emisiones se situarían en 60 gCO2/kWh).

d) Operaciones relevantes del ejercicio

Algunas de las operaciones que se describen a continuación deben tenerse en cuenta al analizar la evolución del Grupo en el ejercicio.

- En marzo de 2025 se ha tomado control de Electricity North West Limited, una vez que la autoridad de defensa de la competencia y los mercados del Reino Unido (CMA) ha completado la revisión de la operación (Nota 7).
- En abril de 2025 el Grupo IBERDROLA cerró la operación de desinversión de una participación del 49% del parque eólico marino Windanker, situado en Alemania, a la eléctrica japonesa Kansai tras la obtención de las autorizaciones regulatorias necesarias. El parque, de 315 MW de potencia instalada, se encuentra actualmente en construcción y se espera que esté operativo en el último trimestre de 2026 (Nota 7).
- En junio, se ha cerrado la operación de venta de la central hidroeléctrica Baixo Iguaçu a Copel Geração e Transmissão S.A. quien ha ejercitado el derecho de compra preferente. Neoenergia controlaba el 70% de la central, ubicada en Paraná, con una capacidad instalada de 350 MW (Nota 7).
- El 8 de julio el Grupo IBERDROLA y el grupo de renovables de Abu Dhabi, Masdar, acordaron coinvertir al 50% en el parque eólico marino East Anglia 3 (1,4 GW), ubicado en Reino Unido (Nota 7).
- El día 23 de julio IBERDROLA llevó a cabo una ampliación de capital acelerada de 5.000 millones de euros a un precio de 15,15 euros por acción, un 7,5% superior a la cotización media del último año (Nota 22).
- En julio el Grupo IBERDROLA ha suscrito con COX ABG Group, S.A. un contrato de compraventa de la filial Iberdrola México, su negocio restante en México por 4.200 millones de dólares (aproximadamente 3.700 millones de euros) a Cox. El perímetro de la operación incluye 15 centrales con 2,6 GW de potencia (1.368 MW de centrales de ciclo combinado y cogeneración y 1.232 MW de activos eólicos y fotovoltaicos), la actividad comercial y la cartera de proyectos en desarrollo, que el comprador pretende poner en operación en el futuro. Se prevé cerrar la operación en el primer trimestre de 2026 (Nota 18).
- En agosto de 2025, se ha cerrado la venta del 50% de Neoenergia Itabapoana Transmissão de Energia, S.A. a GIC (fondo soberano de Singapur) (Nota 7).
- Con fecha 9 de septiembre se completó el acuerdo de Iberdrola con Macquarie por el que la primera vendió el 100% de la sociedad propietaria de los contadores inteligentes en Reino Unido (Nota 7).

- El día 11 de septiembre el Grupo IBERDROLA alcanzó un acuerdo para adquirir la participación de Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (PREVI) en Neoenergia mediante la compra del 30,29% que PREVI poseía, pasando el Grupo IBERDROLA a controlar, aproximadamente, el 84% del capital social. El precio acordado fue de 32,5 reales por acción. La operación se cerró el 31 de octubre de 2025 (Nota 7).

  Posteriormente, en noviembre, el Grupo IBERDROLA ha presentado a la Comissão de Valores Mobiliários (CVM) de Brasil la solicitud de registro de una oferta pública de adquisición sobre la totalidad de las acciones de Neoenergia no controladas por el Grupo IBERDROLA o mantenidas por Neoenergia en autocartera, representativas de aproximadamente el 16,2% de su capital social; la operación se encuentra en curso (Nota 7).

- El 18 de septiembre el Grupo IBERDROLA alcanzó un acuerdo para vender el 100% de las acciones de Iberdrola Renovables Magyarország KFT, que posee su negocio en Hungría, a un consorcio formado por Premier Energy y al grupo húngaro iG TECH CC. La operación, que estaba sujeta a las aprobaciones regulatorias habituales, se ha cerrado en el mes de enero de 2026 (Notas 18 y 51).

- En noviembre de 2025, Neoenergia y EDF Brasil Hidro Participações S.A. firmaron un acuerdo de venta por el cual Neoenergía venderá la totalidad de su participación en Energética Águas da Pedra, S.A. que participa en la central hidroeléctrica de Dardanelos (Nota 18).

e) Cero eléctrico

En relación con el cero de tensión que se produjo en el sistema eléctrico peninsular el 28 de abril de 2025 (el “Cero Eléctrico”), señalar que, el incidente ha sido analizado por los expertos internos y externos del Grupo, que han concluido que las sociedades del Grupo no fueron las causantes del Cero Eléctrico, ni contribuyeron de forma alguna a que ocurriese el mismo. Al contrario, las sociedades del Grupo en España pusieron a disposición del Operador del Sistema sus activos de generación y distribución, que contribuyeron eficazmente a la reposición del suministro eléctrico.

En base a lo anterior, se ha calificado como remoto el riesgo derivado del Cero Eléctrico para el Grupo.

En cuanto a las eventuales reclamaciones patrimoniales de clientes que pudieran dirigirse contra las sociedades comercializadoras, distribuidoras y generadoras de electricidad del Grupo en España por motivo del Cero Eléctrico, además de la inexistencia de responsabilidad de dichas sociedades en la causación del Cero Eléctrico, dichas reclamaciones estarían cubiertas por los seguros de responsabilidad civil suscritos por dichas sociedades. A la fecha, en relación con este asunto, las sociedades operativas del Grupo en España han recibido cuatro reclamaciones por vía judicial solicitando indemnización de daños por responsabilidad civil por un importe insignificante, de las que se ha dado traslado a la compañía de seguros para su tramitación.

2.2 Evolución operativa del periodo

2.2.1 *Negocio de Redes*

Durante el ejercicio 2025, la energía eléctrica distribuida por el Grupo ha sido de 255.976 GWh, con un aumento del 7,5% con respecto al año anterior.

	2025	2024	% Variación
España	91.641	89.060	2,9
Reino Unido	46.490	30.540	52,2
Estados Unidos	37.663	37.642	0,1
Brasil	80.182	80.922	(0,9)
Total distribución eléctrica (GWh) [1]	**255.976**	**238.164**	**7,5**

[1] En barras de central.

	2025	2024	% Variación
Estados Unidos	66.282	61.517	7,7
Total distribución gas (GWh)	**66.282**	**61.517**	**7,7**

Los puntos de suministro de electricidad y gas alcanzan los 38 millones, aumentando un 8,3% respecto al año anterior, gracias al crecimiento orgánico prácticamente en todas las geografías con el siguiente desglose:

	2025	2024
Electricidad		
España	11,60	11,50
Reino Unido	6,10	3,60
Estados Unidos	2,30	2,30
Brasil	17,00	16,60
Total electricidad	**37,00**	**34,00**
Gas		
Estados Unidos	1,00	1,10
Total gas	**1,00**	**1,10**
Total puntos de suministro (Millones)	**38,00**	**35,10**

Tanto en energía distribuida como en puntos de suministro destaca Reino Unido en la comparativa frente a 2024, al incorporar las métricas operativas de ENW, tras su integración en el primer trimestre de 2025.

2.2.1.1 España

El Grupo IBERDROLA cuenta con 11,6 millones de puntos de suministro, ligeramente por encima del cierre del ejercicio anterior. La energía distribuida total alcanza 91.641 GWh, que supone un aumento del 2,9% con respecto al ejercicio 2024 (89.060 GWh).

En la tabla se muestran los valores del TIEPI (tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión en minutos), y NIEPI (número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión) en relación con el año anterior (no se publica el dato exacto por tratarse de información comercialmente sensible):

	2025	2024
TIEPI regulatorio (min)	< 34	< 34
NIEPI acumulado (nº)	< 0,7	< 0,7

La compañía mantiene su compromiso con la calidad, manteniendo bajos niveles de TIEPI y NIEPI mejorando los límites regulatorios y los datos del año anterior.

El Hub de innovación de i-DE ha sido reconocido como punto fuerte del Sistema de Gestión de la I+D+i de Iberdrola en su adaptación a la nueva norma ISO 56001:2024. Este reconocimiento refuerza la contribución estratégica del Hub al modelo de innovación de Iberdrola, validando su madurez operativa como pieza central del Sistema de Gestión de la Innovación, así como su capacidad para generar, acelerar y transferir soluciones innovadoras hacia el negocio.

2.2.1.2 Reino Unido

El Grupo IBERDROLA cuenta con 6,1 millones de puntos de suministro en Reino Unido. El volumen de energía distribuida durante el ejercicio 2025 ha sido de 46.490 GWh (30.540 GWh en 2024), lo que supone un aumento del 52,2% con respecto al ejercicio 2024.

La energía distribuida por licencia es la siguiente:

	2025	2024	% Variación
Scottish Power Distribution (SPD)	16.664	16.648	0,1
Scottish Power Manweb (SPM)	13.894	13.892	0,0
Electricity North West (ENW)	15.932	0	
Total distribución eléctrica (GWh) [1]	**46.490**	**30.540**	**52,2**

[1] En barras de central.

Los indicadores de calidad se mantienen por debajo de los límites regulatorios tanto en SPD como en SPM con respecto a 2024.

El tiempo medio de interrupción por consumidor (*Customer Minutes Lost, CML*) ha sido:

(CML) min	2025	2024
Scottish Power Distribution (SPD)	24,2	25,0
Scottish Power Manweb (SPM)	33,9	30,0
Electricity North West (ENW)	27,3	26,8

El número de consumidores afectados por interrupciones por cada 100 clientes (*Customer Interruptions, CI*) ha sido el siguiente:

Número de interrupciones (Nº)	2025	2024
Scottish Power Distribution (SPD)	30,2	31,4
Scottish Power Manweb (SPM)	30,4	27,3
Electricity North West (ENW)	23,7	26,9

El aumento en los indicadores CI y CML se debe a incidentes derivados de la tormenta Eowyn en enero de 2025.

El 2 de agosto de 2024 Iberdrola firmó la adquisición del 88% de la eléctrica inglesa Electricity North West (ENW), que distribuye electricidad a casi cinco millones de clientes en la zona noroeste de Inglaterra y cuenta con 60.000 km de redes de distribución de electricidad. El cierre de la transacción se produjo el 22 de octubre de 2024 y la toma de control de la compañía se ha producido en marzo de 2025, una vez que la autoridad de defensa de la competencia y los mercados del Reino Unido (CMA) ha completado la revisión de la operación.

2.2.1.3 Estados Unidos

– **Distribución**

En Estados Unidos el Grupo IBERDROLA cuenta con 2,3 millones de puntos de suministro de electricidad. El volumen de energía distribuida en el año ha sido de 37.664 GWh, con un aumento del 0,1% con respecto al ejercicio 2024 (37.643 GWh).

	2025	2024	% Variación
Central Maine Power (CMP)	9.258	9.316	(0,62)
NY State Electric & Gas (NYSEG)	16.257	15.984	1,7
Rochester Gas & Electric (RGE)	7.399	7.354	0,6
United Illuminating Company (UI)	4.750	4.989	(4,8)
Total distribución eléctrica (GWh) (1)	**37.664**	**37.643**	**0,1**

(1) En barras de central.

El índice de duración media de interrupción por cliente CAIDI es el siguiente:

CAIDI (h)	2025	2024
Central Maine Power (CMP)	1,70	1,96
NY State Electric & Gas (NYSEG)	1,88	1,90
Rochester Gas & Electric (RGE)	1,57	1,64

La reducción del CAIDI en CMP se debe a la mejora del rendimiento operativo en la restauración de los cortes de suministro debido al menor número de días con tormentas de menor intensidad (*minor storms*). La reducción del CAIDI en NYSEG y RG&E se debe principalmente a tiempos de respuesta más rápidos ante interrupciones prolongadas.

El tiempo medio de interrupción por cliente (*System Average Interruption Duration Index*, SAIDI) de UI, que es el indicador regulatorio que aplica en Connecticut, es el siguiente:

SAIDI (min)	2025	2024
United Illuminating Company (UI)	34,80	42,60

La disminución del indicador SAIDI para UI se debe, principalmente, a los notables fenómenos meteorológicos que se produjeron a lo largo del año 2024, ninguno de los cuales se consideró una tormenta grave y, por lo tanto, no se excluyó del cálculo. En 2025, el umbral para las tormentas graves es más bajo, lo que facilita que los fenómenos se consideren excluibles; además, los fenómenos meteorológicos en 2025 fueron mucho menos frecuentes que el año anterior.

El número de interrupciones medio por cliente (*System Average Interruption Frequency Index*, SAIFI) es el siguiente:

SAIFI	2025	2024
Central Maine Power (CMP)	1,73	1,83
NY State Electric & Gas (NYSEG)	1,29	1,30
Rochester Gas & Electric (RGE)	0,94	0,83
United Illuminating Company (UI)	0,46	0,61

La ligera disminución del SAIFI, en comparación con 2024, se debe, principalmente, a la reducción de las tormentas registradas en Maine (CMP) y Nueva York (NYSEG) en comparación con el mismo periodo de 2024, mientras que el incremento en RGE se atribuye principalmente a una interrupción en una subestación.

– **Gas**

AVANGRID suministra gas a más de 1 millón de puntos de suministro. A cierre de 2025 se han distribuido 66.280 GWh de gas, que supone un 7,7% más que el año anterior.

	2025	2024	% Variación
NY State Electric & Gas (NYSEG)	16.356	14.685	11,4
Rochester Gas & Electric (RGE)	17.452	15.388	13,4
Maine Natural Gas (MNG) (1)	5.927	6.865	(13,7)
Berkshire Gas (BGC)	3.019	2.894	4,3
Connecticut Natural Gas (CNG)	11.930	10.982	8,6
Southern Connecticut Gas (SCG)	11.596	10.703	8,3
Total distribución gas (GWh)	**66.280**	**61.517**	**7,7**

(1) La venta de MNG se completó el 31 de octubre de 2025.

2.2.1.4 Brasil

Los puntos de suministro de NEOENERGIA alcanzan los 17 millones. El volumen de energía eléctrica distribuida ha sido de 80.182 GWh, que supone una reducción del 0,9% con respecto al mismo período del año anterior, ya que el año pasado las temperaturas fueron más elevadas.

	2025	2024	% Variación
Neoenergia Coelba	27.243	27.181	0,23
Neoenergia Cosern	6.485	6.618	(2,0)
Neoenergia Pernambuco	17.788	18.141	(1,9)
Neoenergia Elektro	21.016	21.334	(1,5)
Neoenergia Brasilia	7.650	7.648	0,03
Total distribución eléctrica (GWh) (1)	**80.182**	**80.922**	**(0,9)**

(1) En barras de central.

El tiempo de interrupción medio por cliente (*duração equivalente de interrupção por unidade consumidora*, DEC) ha sido el siguiente:

DEC (h)	2025	2024
Neoenergia Coelba	9,39	10,24
Neoenergia Cosern	6,07	8,30
Neoenergia Pernambuco	10,36	10,97
Neoenergia Elektro	6,15	6,45
Neoenergia Brasilia	5,73	5,04

El número de interrupciones medio por cliente (*freqüencia equivalente de interrupção por unidade consumidora*, FEC) ha mejorado con respecto del año anterior en todas las distribuidoras:

FEC	2025	2024
Neoenergia Coelba	3,76	4,09
Neoenergia Cosern	2,91	2,96
Neoenergia Pernambuco	4,24	4,55
Neoenergia Elektro	3,39	3,49
Neoenergia Brasilia	3,93	3,80

Los esfuerzos para la mejora de la calidad de suministro han permitido aumentarla respecto ejercicio 2024 y todas las distribuidoras cumplen con las exigencias regulatorias en este ámbito.

2.2.2 *Producción de electricidad y clientes*

A cierre del ejercicio 2025 la capacidad instalada consolidada de IBERDROLA aumenta en 1.472 MW respecto al ejercicio 2024; se han instalado 2.063 MW y se han vendido o retirado 591 MW. Se alcanzan los 56.159 MW consolidados a nivel de EBITDA, siendo el 84,4% del total (47.409 MW potencia renovable y nuclear) de fuentes libres de emisiones frente al 84,0% de 2024.

Si no se considerara la potencia instalada en México (en proceso de venta) la potencia libre de emisiones sería, a 31 de diciembre de 2025, de 46.177 MW y supondría que la potencia libre de emisiones asciende al 86,2%.

Por países	31.12.2025			31.12.2024			Var. MW consolidados
	Consolidados a nivel EBITDA	Gestionados sociedades participadas (*)	Total 2025	Consolidados a nivel EBITDA	Gestionados sociedades participadas (*)	Total 2024	
España	31.935	293	32.228	31.523	250	31.773	412
Reino Unido	3.211	15	3.226	2.981	15	2.996	230
Estados Unidos	10.193	753	10.946	9.948	595	10.543	245
México	2.600	0	2.600	2.600	0	2.600	0
Brasil	3.044	1.123	4.167	3.289	1.123	4.412	(245)
IEI	5.176	0	5.176	4.346	0	4.346	830
Total potencia (MW)	**56.159**	**2.184**	**58.343**	**54.687**	**1.983**	**56.670**	**1.472**

(*) Incluye la parte proporcional de MW.

Por tecnología	31.12.2025			31.12.2024			Var. MW consolidados
	Consolidados a nivel EBITDA	Gestionados sociedades participadas (*)	Total 2025	Consolidados a nivel EBITDA	Gestionados sociedades participadas (*)	Total 2024	
Renovables	**44.232**	**1.929**	**46.161**	**42.751**	**1.728**	**44.479**	**1.481**
Eólica terrestre	20.625	508	21.133	20.298	450	20.748	327
Eólica marina	2.230	286	2.516	2.230	143	2.373	0
Hidroeléctrica(**)	11.732	1.123	12.855	11.977	1.123	13.100	(245)
Minihidroeléctrica	229	0	229	234	0	234	(5)
Solar y otras (***)	8.720	12	8.732	7.784	12	7.796	936
Baterías/Pilas	696	0	696	228	0	228	468
Térmica	**11.927**	**255**	**12.182**	**11.936**	**255**	**12.191**	**(9)**
Nuclear	3.177	0	3.177	3.177	0	3.177	0
Ciclos combinados de gas	7.654	204	7.858	7.654	204	7.858	0
Cogeneración	1.096	51	1.147	1.105	51	1.156	(9)
Total potencia Grupo (MW)	**56.159**	**2.184**	**58.343**	**54.687**	**1.983**	**56.670**	**1.472**

(*) Incluye la parte proporcional de MW.

(**) Incluye 118 MW de las centrales hidráulicas gestionadas por el negocio de Redes en Estados Unidos.

(***) Potencia solar medida en MWdc.

La producción de electricidad consolidada en 2025 ha sido de 124.508 GWh, un 3,5% superior a la registrada en 2024, con un 84,7 %% del total consolidados a nivel de EBITDA libre de emisiones (105.416 GWh producción renovable y nuclear).

Si no se considerara la producción de electricidad en México (en discontinuación) la producción libre de emisiones sería, a 31 de diciembre de 2025, de 102.786 MW y supondría que la producción libre de emisiones asciende al 91,1 %.

Por países	31.12.2025			31.12.2024			% Var Consolidado
	Consolidados a nivel EBITDA	Gestionados sociedades participadas (*)	Total 2025	Consolidados a nivel EBITDA	Gestionados sociedades participadas (*)	Total 2024	
España	64.128	551	64.679	61.515	525	62.040	4,2
Reino Unido	7.351	17	7.368	7.264	15	7.279	1,2
Estados Unidos	24.159	899	25.058	24.172	615	24.787	(0,1)
México	11.666	0	11.666	19.136	0	19.136	(39,0)
Brasil	7.867	3.070	10.937	8.957	2.267	11.224	(12,2)
IEI	9.337	0	9.337	8.036	0	8.036	16,2
Total producción Grupo (GWh)	**124.508**	**4.537**	**129.045**	**129.080**	**3.422**	**132.502**	**(3,5)**

(*) Incluye la parte proporcional de GWh.

Por tecnología	31.12.2025			31.12.2024			% Var Consolidado
	Consolidados a nivel EBITDA	Gestionados sociedades participadas (*)	Total 2025	Consolidados a nivel EBITDA	Gestionados sociedades participadas (*)	Total 2024	
Renovables	**83.909**	**4.282**	**88.191**	**80.158**	**3.182**	**83.340**	**4,7**
Eólica terrestre	42.841	897	43.738	43.724	851	44.575	(2,0)
Eólica marina	7.772	308	8.080	5.783	39	5.822	34,4
Hidroeléctrica	24.017	3.070	27.087	23.654	2.267	25.921	1,5
Minihidroeléctrica(**)	432	0	432	429	0	429	0,7
Solar y otras (***)	8.779	7	8.786	6.496	25	6.521	35,1
Baterías/Pilas	68	0	68	72	0	72	(5,6)
Térmica	**40.599**	**255**	**40.854**	**48.922**	**240**	**49.162**	**(17,0)**
Nuclear	21.507	0	21.507	22.589	0	22.589	(4,8)
Ciclos combinados de gas	13.194	11	13.205	19.658	5	19.663	(32,9)
Cogeneración	5.898	244	6.142	6.675	235	6.910	(11,6)
Total producción Grupo (GWh)	**124.508**	**4.537**	**129.045**	**129.080**	**3.422**	**132.502**	**(3,5)**

(*) Incluye la parte proporcional de GWh.

(**) Incluye 45 GWh producidos por las centrales hidráulicas gestionadas por el negocio de Redes en Estados Unidos.

(***) Potencia solar medida en MWdc.

2.2.2.1 España

Capacidad y producción renovable

A cierre del ejercicio 2025 IBERDROLA cuenta con una capacidad renovable, consolidada a nivel de EBITDA, instalada en España de 22.805 MW, con el siguiente desglose:

	2025	2024	Variación MW
Eólica terrestre	6.359	6.351	8
Hidroeléctrica (*)	10.823	10.823	0
Minihidroeléctrica	229	234	(5)
Solar y otras (**)	5.182	4.937	245
Baterías	212	39	173
Total potencia (MW)	**22.805**	**22.384**	**421**

(*) Se incluyen los 1.158 MW en Portugal del Complejo Hidroeléctrico de Tâmega (Gouvaes 880 MW, Daivões 118 MW y Alto Tâmega 160 MW).

(**) Potencia solar medida en MWdc.

Dentro del proceso de desinversiones, se han dado de baja 5 MW de mini-hidroeléctrica de régimen ordinario.

La potencia solar fotovoltaica aumenta en 245 MW con el siguiente desglose:

	MW
Ciudad Rodrigo	205
Balsicas	36
Incorporados con la adquisición de Electra del Maestrazgo	4
Total	**245**

La planta de Ciudad Rodrigo en Salamanca tendrá 316 MW y la de Balsicas en Murcia 100 MW.

En baterías, la potencia instalada aumenta en 173 MW con las plantas de Andévalo (29 MW; 61 MWh) en Huelva, Campo Arañuelo I y Campo Arañuelo II (58 MW; 122 MWh) ubicadas en Cáceres, Revilla-Vallejera (29 MW; 61 MWh) en Burgos, Olmedilla (29 MW; 61 MWh) y Romeral (29 MW; 58 MWh) ambas en Cuenca.

En eólica:

- Avanzan los trabajos de repotenciación de Isabela (48 MW) en Albacete donde ya se han desmontado los aerogeneradores a sustituir.
- También en Albacete en Molar de Molinar se ha repotenciado el parque sustituyendo las 75 turbinas con que contaba el parque por 11 turbinas nuevas manteniendo la potencia (49,50 MW).
- Por otro lado, se han instalado 39 MW en Iglesias (70 MW previstos) en Burgos y 17 MW en el parque Finca San Juan en Tenerife.

En cuanto a los proyectos en curso:

- En eólica, durante el último trimestre, ha comenzado la tramitación de la puesta en marcha de la repotenciación de Molar del Molinar (50 MW) en Albacete. Además, se siguen avanzando los trabajos en El Escudo (97 MW) en Cantabria y en Iglesias (70 MW) en Burgos y se comenzó la obra del parque de Labraza (40 MW) en Álava.
- En solar fotovoltaica se avanzaron los trabajos en la evacuación de la planta Fuendetodos (125 MW) en Zaragoza. Además, ha comenzado la producción de energía en Ciudad Rodrigo (316 MW) y se está tramitando la puesta en marcha de Balsicas (100 MW) en Murcia. Por otro lado, avanzaron los trabajos en Ayora-Cofrentes (366 MW) en Valencia.
- En hidroeléctrica se ha continuado avanzando en la puesta en marcha del Grupo 4 de Torrejón y del Grupo 1 de Valdecañas, ambos de bombeo. Una vez operativos, el complejo Torrejón-Valdecañas tendrá 15 millones kWh y 290 MW capacidad.

La producción consolidada por tecnologías ha evolucionado como sigue:

	2025	2024	% Var. Consolidado
Eólica terrestre	9.389	9.336	0,6
Hidroeléctrica	21.546	20.159	6,9
Minihidroeléctrica	432	429	0,7
Solar y otras	4.427	3.150	40,5
Total producción (GWh)	**35.794**	**33.074**	**8,2**

- La producción eólica terrestre alcanza los 9.389 GWh durante el periodo, con un aumento del 0,6% respecto al 2024.
- La producción hidroeléctrica alcanzó 21.546 GWh, lo que supone un aumento del 6,9% respecto al año pasado por el aumento del recurso hídrico y mayor aprovechamiento de los bombeos.
- La producción mini hidroeléctrica alcanza 432 GWh, lo que supone un aumento del 0,7% respecto del año anterior.
- En cuanto a la producción con energía solar alcanza los 4.427 GWh en el ejercicio, un 40,5% de aumento por la mayor potencia media operativa.

Capacidad y producción térmica

La capacidad térmica instalada en España disminuye en 9 MW de cogeneración respecto del ejercicio 2024 y desciende a 9.130 MW. El desglose por tecnologías es el siguiente:

	2025	2024	Variación MW
Nuclear	3.177	3.177	0
Ciclos combinados de gas	5.695	5.695	0
Cogeneración	258	267	(9)
Total potencia (MW)	**9.130**	**9.139**	**(9)**

En 2025 la producción alcanza los 28.334 GWh. Su desglose por tecnologías es el siguiente:

	2025	2024	% Variación
Nuclear	21.507	22.589	(4,8)
Ciclos combinados de gas	5.542	4.449	24,6
Cogeneración	1.285	1.403	(8,4)
Total producción (GWh)	**28.334**	**28.441**	**(0,4)**

La producción térmica de IBERDROLA durante el ejercicio 2025 disminuye un 0,4% respecto al mismo periodo del año anterior, en centrales nucleares la producción disminuye un 4,8%, los ciclos combinados la aumentan un 24,6% y la cogeneración la disminuye un 8,4%.

Comercialización

La cartera gestionada en España alcanza los 23,6 millones de contratos a cierre de 2025. Su desglose es el siguiente:

miles de contratos	Nº contratos
Contratos de electricidad	9.719
Contratos de gas nacional	1.242
Contratos de productos y servicios	12.681
Total	**23.642**

Por tipo de mercado se dividen en:

	Nº contratos
Mercado Libre	20.032
Ultimo recurso	3.610
Total	**23.642**

Las ventas de electricidad (en barras de central) de IBERDROLA en 2025 disminuyen un 9,3% y se distribuyen como sigue:

	2025	2024	% Variación
Mercado Libre	54.892	65.362	(16,0)
PVPC	6.892	6.739	2,3
Otros mercados	17.511	15.344	14,1
Comercialización eléctrica (GWh)	**79.295**	**87.445**	**(9,3)**

Respecto al gas (sin restar mermas), IBERDROLA ha gestionado un balance durante el 2025 de 2,43 bcm, de los cuales 0,43 bcm se vendieron en operaciones mayoristas, 0,87 bcm se vendieron a clientes finales y 1,13 bcm se dedicaron a la producción de electricidad.

2.2.2.2 Reino Unido

Capacidad y producción renovable

La capacidad instalada consolidada en Reino Unido alcanza los 3.211 MW. El desglose por tecnologías es el siguiente:

	2025	2024	Variación MW
Eólica terrestre	2.133	1.953	180
Eólica marina	908	908	0
Solar y otras(*)	19	19	0
Baterías	151	101	50
Total potencia (MW)	**3.211**	**2.981**	**230**

(*) Potencia solar medida en MWdc.

Durante el ejercicio 2025 se han dado de alta 183 MW eólicos:

- En el proyecto Hagshaw Hill Repowering en la región South Lanarkshire, en Escocia, se han instalado 80 MW tras haber completado los trabajos de instalación física;
- En el segundo proyecto en South Lanarkshire, el proyecto Cumberhead West, se han instalado 51 MW (113 MW previstos);
- Como resultado de las obras de construcción para la ampliación de Kilgallioch Extension, ubicada en Ayrshire, se han instalado 51 MW y se espera que la planta entre en funcionamiento comercial en el primer trimestre de 2026;
- En el proyecto Dun Law I se ha instalado 1 MW.

Por otro lado, se han dado de baja 3 MW eólicos en los proyectos Coldham (2 MW) y Barnesmore (1 MW).

En cuanto al almacenamiento con baterías, el proyecto Harestanes BESS (50 MW) ya está en funcionamiento comercial según lo previsto.

Por otra parte, continúa el desarrollo de varios proyectos:

- En eólica terrestre continuaron los trabajos en los proyectos que fueron adjudicados con Contratos por Diferencias (CfDs) en la cuarta ronda de subastas (AR4) que tuvo lugar en el año 2022. En el proyecto Cumberhead West (113 MW) las obras de construcción avanzan a buen ritmo y se espera que la operación comercial comience en el segundo trimestre de 2026. Por otro lado, la ampliación del proyecto Arecleoch Extension (74 MW) debería estar en funcionamiento a principios de 2027.
- El negocio renovable en Reino Unido está actualmente desarrollando proyectos de eólica marina en el país, con los proyectos ingleses en el East Anglia Hub y los emplazamientos asegurados en Escocia.
    - En East Anglia 3, tras haber conseguido un contrato por diferencias en la cuarta ronda de subastas del Reino Unido, continúa la construcción. Las cimentaciones marinas se han instalado a lo largo de 2025, mientras que las obras terrestres están a punto de completarse con la estación convertidora terrestre. El proyecto EA3 sigue en camino de entrar en funcionamiento comercial a finales de 2026. En julio de 2025, Iberdrola y Masdar acordaron coinvertir al 50% en este parque, con una inversión estimada de 5.200 millones de euros.
    - El proyecto East Anglia 2 resultó ganador en la sexta ronda de subastas del Reino Unido y se le adjudicó un contrato por diferencias (CfD) para una capacidad de 964 MW. Se han adjudicado todos los contratos importantes y las obras en tierra avanzan según lo previsto. Durante los meses de verano se han realizado estudios marinos.
    - Los trabajos clave de ingeniería y diseño para East Anglia 1 North siguen avanzando con vistas a participar en futuras rondas de adjudicación y ya cuenta con todos los permisos necesarios.
    - La cartera de ScotWind cuenta ahora con una capacidad de 5 GW, repartida entre el proyecto flotante MarramWind, de 3 GW, y MachairWind, de 2 GW de cimentación fija. Esto es consecuencia de la finalización de una transacción en el cuarto trimestre de 2025, por la que Iberdrola adquirió el 100% de MarramWind, mientras que Shell el 100% de CampionWind. En enero de 2026 se presentó una solicitud de autorización para el proyecto marítimo MarramWind.

La evolución de la producción consolidada a nivel de EBITDA ha sido la siguiente:

	2025	2024	% Var. Consolidado
Eólica terrestre	3.701	4.066	(9,0)
Eólica marina	3.638	3.190	14,0
Solar y otras	12	8	50,0
Total producción (GWh)	**7.351**	**7.264**	**1,2**

- La producción eólica terrestre se sitúa en 3.701 GWh, disminuyendo un 9,0% respecto al mismo período del año anterior, principalmente debido a un menor recurso eólico.

- La producción eólica marina, que se corresponde con los parques West of Duddon Sands y de East Anglia 1, aumenta un 14,0% alcanzando los 3.638 GWh, la comparativa se ve afectada, principalmente, por un incidente extraordinario con los cables de exportación en 2024, compensado parcialmente por el menor recurso eólico en 2025.

Comercialización

La cartera gestionada por en Reino Unido alcanza a cierre de 2025 los 4,5 millones de contratos, el desglose es el siguiente:

miles de contratos	Nº contratos
Contratos de electricidad	2.453
Contratos de gas nacional	1.738
Contratos de productos y servicios	333
Smart meters (1)	0
Total	**4.524**

(1) Tras la venta de la filial de contadores inteligentes de ScottishPower en septiembre de 2025, esta cifra se ha reducido a cero.

En cuanto a ventas(2) en 2025, se han suministrado 9.015 GWh de electricidad y 17.648 GWh de gas a clientes, disminuyendo un 22,5% y un 5% respectivamente con respecto a 2024, debido principalmente a la menor demanda media, al menor número de clientes y a la interrupción de la actividad industrial y comercial I&C (*Industrial & Commercial)*.

(2) Ventas de electricidad en barras de central. Ventas de gas sin restar mermas.

2.2.2.3 Estados Unidos

Capacidad y producción renovable

La capacidad instalada consolidada en Estados Unidos alcanza los 9.557 MW. El desglose por tecnologías es el siguiente:

	2025	2024	Variación MW
Eólica terrestre	7.927	7.809	118
Hidroeléctrica	118	118	0
Solar y otras(*)	1.499	1.372	127
Baterías/Pilas	13	13	0
Total potencia (MW)	**9.557**	**9.312**	**245**

(*) Potencia solar medida en MWdc.

Las variaciones de potencia en el ejercicio son las siguientes:

- La potencia solar fotovoltaica aumenta en 127 MW en el parque solar Tower RD Solar (previstos 166 MW) en Oregón.

- En eólica terrestre:

  - Derivado de las repotenciaciones, se han dado de baja 80 MW en Leaning Juniper 2A y 149 MW en Juniper Canyon;

- Por otra parte, se han instalado 147 MW en el parque Pontotoc situado en Oklahoma, 2 MW en parque South Chestnut, 108 MW en el parque Juniper Canyon en Washington (tendrá 136 MW) y 90 MW en Leaning Jupiter 2A en Oregón (tendrá 98 MW).

En cuanto a los proyectos en curso:

- En eólica terrestre, hay otros tres proyectos de repotenciación que se encuentran actualmente en construcción: el parque eólico Leaning Juniper 2B (119 MW) en Oregón, el parque eólico Baffin Bay (202 MW) en Texas y el parque eólico Big Horn (200 MW) en Washington; todos ellos avanzan según lo previsto. Además, continúan los trabajos en el proyecto Osagrove Flats (153 MW) en Illinois.

- En solar fotovoltaica, Oregon Trail Solar (58 MW), en Oregón, alcanzó la decisión final de inversión y comenzó la construcción.

- En eólica marina continúan los trabajos de construcción de Vineyard Wind 1 proyecto de 806 MW, participado al 50% por Iberdrola, frente a la costa de Massachusetts que cuenta con 572 MW totalmente instalados y está ya vendiendo electricidad.

La producción consolidada por tecnologías y su evolución en el ejercicio ha sido la siguiente:

	2025	2024	% Var. Consolidado
Eólica terrestre	18.550	18.749	(1,1)
Hidroeléctrica	45	211	(78,7)
Solar y otras	2.347	1.256	86,9
Baterías/Pilas	68	72	(5,6)
Total producción (GWh)	**21.010**	**20.288**	**3,6**

- La producción eólica terrestre se sitúa en 18.550 GWh, disminuyendo un 1,1% respecto al mismo periodo del ejercicio 2024.
- La producción con tecnología solar alcanza los 2.347 GWh, aumentando un 86,9%, debido a la construcción y puesta en marcha de nuevos proyectos (Bakeoven, Daybreak, True North, Camino, Powell Creek y Pontotoc).
- La producción hidroeléctrica disminuye un 78,7% hasta los 45 GWh, debido principalmente a la parada de algunas instalaciones.
- Las pilas combustibles han producido 68 GWh.

En Estados Unidos el negocio renovable gestiona la central de cogeneración de Klamath de 636 MW. La producción en 2025 ha sido la siguiente:

Producción (GWh)	2025	2024	% Variación
Cogeneración	3.149	3.884	(18,9)

2.2.2.4 México (en proceso de venta)

Capacidad y producción renovable

A cierre de ejercicio la capacidad renovable instalada en México es de 1.232 MW igual que en el ejercicio 2024:

	2025	2024	Variación MW
Eólica terrestre	590	590	0
Solar y otras (*)	642	642	0
Total potencia (MW)	**1.232**	**1.232**	**0**

(*) Potencia solar medida en MWdc.

La producción consolidada por tecnologías y su evolución en el ejercicio ha sido la siguiente:

	2025	2024	% Var. Consolidado
Eólica terrestre [(1)]	1.581	1.623	(2,6)
Propia	1.581	1.579	0,1
Para terceros	0	44	(100,0)
Solar y otras	1.049	1.124	(6,7)
Total producción (GWh)	**2.630**	**2.747**	**(4,3)**

[(1)] Incluye Santiago Eólico.

La producción eólica terrestre se sitúa en 1.581 GWh, disminuyendo un 2,6% respecto al ejercicio 2024 debido a un menor recurso.

La tecnología solar ha generado 1.049 GWh habiendo disminuido un 6,7 % principalmente por un menor recurso solar.

Capacidad y producción térmica

En México la capacidad térmica a cierre del ejercicio 2025 es de 1.368 MW con el siguiente desglose:

	2025	2024	Variación MW
Ciclos combinados de gas	1.166	1.166	0
CCGT propia	1.166	1.166	0
CCGT terceros	0	0	0
Cogeneración	202	202	0
Total potencia (MW)	**1.368**	**1.368**	**0**

La producción térmica en 2025 se sitúa en 9.036 GWh, un 44,9% inferior a la generada en el mismo período del año anterior debido, en su mayor parte, a la transacción de venta comentada anteriormente:

	2025	2024	% Variación
Ciclos combinados de gas	7.572	15.001	(49,5)
CCGT propia	7.572	8.890	(14,8)
CCGT terceros	0	6.111	(100,0)
Cogeneración	1.464	1.388	5,5
Total producción (GWh)	**9.036**	**16.389**	**(44,9)**

Comercialización

Las ventas de electricidad en el ejercicio 2025 descienden a 17.853 GWh, un 22,1% inferiores a las de 2024, con el siguiente desglose:

	2025	2024	% Var
CFE	0	6.154	(100,0)
Privados	17.853	16.751	6,6
Comercialización eléctrica (GWh)	**17.853**	**22.905**	**(22,1)**

Las menores ventas de electricidad a la CFE y la menor producción térmica se deben a que en 2024 se incluye la producción de los activos vendidos a MIP hasta el cierre de la transacción el día 26 de febrero de 2024, fecha a partir de la cual las ventas y la producción para terceros pasa a ser cero.

2.2.2.5 Brasil

Capacidad y producción renovable

	2025	2024	Variación MW
Eólica terrestre	1.554	1.554	0
Hidroeléctrica	791	1.036	(245)
Solar y otras(*)	149	149	0
Total potencia (MW)	**2.494**	**2.739**	**(245)**

(*) Potencia solar medida en MWdc.

No se han producido altas de nuevas instalaciones en el ejercicio 2025. Por otro lado, se ha llevado a cabo la venta de la central hidroeléctrica Baixo Iguaçu (245 MW).

La producción consolidada por tecnologías y su evolución en el ejercicio ha sido la siguiente:

	2025	2024	% Var. Consolidado
Eólica terrestre	5.193	5.339	(2,7)
Hidroeléctrica	2.426	3.284	(26,1)
Solar y otras	225	247	(8,9)
Total producción (GWh)	**7.844**	**8.870**	**(11,6)**

- La producción eólica terrestre se sitúa en 5.193 GWh, disminuyendo un 2,7% respecto a 2024, debido a la menor disponibilidad.
- En cuanto a la producción hidroeléctrica se sitúa en 2.426 GWh, un 26,1% inferior a la de 2024 debido a la venta de Baixo Iguaçu.
- La producción solar fotovoltaica ha sido de 225 GWh, disminuyendo un 8,9% debido al menor recurso solar.

Capacidad y producción térmica

La potencia de generación en Brasil, que se corresponde con el ciclo combinado de gas de Termopernambuco, es de 550 MW y ha producido 23 GWh en 2025, disminuyendo su producción un 73,6 %, afectada por la modificación de sus contratos bilaterales de venta de energía, vigentes hasta el 14 de mayo de 2024, al actual contrato de reserva de capacidad.

Comercialización

La cartera gestionada en Brasil alcanza a cierre de 2025 los 0,9 millones de contratos.

Las ventas de electricidad en el ejercicio 2025 descienden a 10.474 GWh, un 17,4% inferiores a las de 2024, con el siguiente desglose:

	2025	2024	% Var
PPA	5.115	7.150	(28,5)
Mercado libre	5.359	5.523	(3,0)
Comercialización eléctrica (GWh)	**10.474**	**12.673**	**(17,4)**

2.2.2.6 Iberdrola Energía Internacional (IEI)

Capacidad y producción renovable

La capacidad renovable instalada de Iberdrola Energía Internacional alcanza los 4.933 MW, un aumento de 830 MW respecto al ejercicio 2024.

Por tecnologías la capacidad instalada es la siguiente:

	2025	2024	Variación MW
Eólica terrestre	2.062	2.041	21
Eólica marina	1.322	1.322	0
Solar y otras (*)	1.229	665	564
Baterías	320	75	245
Total potencia (MW)	**4.933**	**4.103**	**830**

(*) Potencia solar medida en MWdc.

El aumento de potencia se corresponde con las siguientes instalaciones:

- La potencia eólica terrestre aumenta en 21 MW:
  - En Grecia, se ha concluido la instalación de las turbinas del proyecto eólico Gatza (23 MW), en línea con lo previsto.
  - En Australia se han dado de baja 2 MW en la planta Alinta Walkaway.

- En tecnología solar fotovoltaica, se han instalado 564 MW:
  - En Italia, se ha finalizado la construcción del proyecto Fenix (243 MW) en Sicilia y se han instalado 15 MW en el proyecto Limes 10 (18 MW, ya instalados) y 33 MW en Limes 15, ambos situados en Lacio.
  - En Alemania se ha finalizado la construcción del proyecto Schadewohl (65 MW).
  - En Australia se han instalado 208 MW en el proyecto Broadsound, ubicado en la región de Queensland (376 MW previstos).

En baterías, la potencia instalada aumenta en 180 MW con el proyecto Broadsound y se ha finalizado la instalación y puesta en marcha de la batería Smithflield (65 MW), ubicada en Nueva Gales del Sur.

En cuanto a los proyectos en curso:

- Eólicos:
  - En Portugal la construcción del proyecto Támega eólico (274 MW) emplazado en los distritos de Vila Real y Braga (al norte de Portugal) avanza según lo previsto. El proyecto combina la energía eólica con la energía hidroeléctrica, ya operativa.
- Solar fotovoltaica:
  - En Alemania el proyecto Boldekow (56 MW), en Mecklemburgo-Pomerania Occidental, está operando a plena capacidad.
- Proyectos eólicos marinos:
  - En Alemania, el proyecto Windanker (315 MW), en *partnership* al 51% con Kansai (que tiene el 49% del mismo) continúa la construcción, con fecha de inicio previsto de operación comercial en 2026.

La potencia eólica instalada por países es la siguiente:

Eólica terrestre	2025	2024	Variación MW
Australia	1.024	1.025	(1)
Grecia	437	415	22
Hungría	158	158	0
Francia	118	118	0
Portugal	92	92	0
Polonia	213	213	0
Rumanía	0	0	0
Chipre	20	20	0
Total potencia (MW)	**2.062**	**2.041**	**21**

La potencia fotovoltaica instalada por países es la siguiente:

Solar fotovoltaica	2025	2024	Variación MW
Alemania	121	56	65
Australia	561	352	209
Grecia	6	6	0
Portugal	185	185	0
Italia	356	65	291
Total potencia (MW)	**1.229**	**664**	**565**

La producción renovable ha alcanzado a cierre de ejercicio un total de 9.280 GWh, aumentando un 17,2% sobre el 2024.

- La producción eólica terrestre disminuye un 4,0% debido, principalmente, a la desinversión en Rumanía (80 MW) en 2024 y al menor recurso eólico.
- La producción eólica marina (Francia y Alemania) aumenta un 59,4% principalmente por la instalación del parque Saint Brieuc (496 MW), en Francia, y de Baltic Eagle (476 MW), en Alemania.
- La producción solar fotovoltaica se sitúa en 719 GWh en el periodo, frente a los 711 GWh del 2024, debido, principalmente, a la nueva potencia en operación en Alemania y en Italia a finales de año.

	2025	2024	% Var
Eólica terrestre	4.427	4.611	(4,0)
Eólica marina	4.134	2.593	59,4
Solar y otras	719	711	1,1
Total producción (GWh)	**9.280**	**7.915**	**17,2**

Adicionalmente en Australia existen 243 MW de potencia térmica que han producido 57 GWh en 2025 (121 GWh en 2024).

Comercialización

La cartera gestionada en Portugal alcanza los 0,6 millones de contratos a cierre de 2025. Su desglose es el siguiente:

miles de contratos	Nº contratos
Contratos de electricidad	362
Contratos de gas nacional	61
Contratos de productos y servicios	221
Total	**644**

Por tipo de mercado se dividen en:

miles de contratos	Nº contratos
Mercado Libre	644

Las ventas de electricidad (en barras de central) de IBERDROLA en 2025 disminuyen un 519,1 % y se distribuyen como sigue:

	2025	2024	% Variación
Mercado libre	7.958	8.377	(5,0)
Otros mercados	206	234	(12,0)
Comercialización eléctrica (GWh)	**8.164**	**8.611**	**(5,2)**

2.3 Evolución de los negocios

2.3.1 Análisis de la cuenta de resultados

Las cifras más destacables de los resultados del ejercicio 2025, expresadas en millones de euros, son las siguientes:

	2025	Reexpresado (Nota 2.c) 2024	% variación
Cifra de negocios	44.076	42.988	2,5
Margen bruto [1]	24.048	23.211	3,6
EBITDA [2]	15.956	14.642	9,0
EBIT [3]	9.755	7.639	27,7
Beneficio neto atribuido a la sociedad dominante	6.285	5.612	12,0

[1] Margen Bruto: Cifra de negocios - Aprovisionamientos.

[2] EBITDA: Beneficio de explotación + Amortizaciones y provisiones + Corrección valorativa de deudores comerciales y activos de contrato.

[3] EBIT: Beneficio de explotación.

Hechos destacables del ejercicio

En 2024 el negocio de Clientes Portugal se presentaba dentro de España, debido a que dependía legalmente de una filial de Iberdrola España, S.A. Para completar el proceso de reorganización societaria por la que se pretende incorporar los negocios comerciales a las respectivas subholdings de cada país, en 2025 se ha realizado la venta de la sociedad Iberdrola Clientes Portugal, Unipessoal, Lda. a una filial de Iberdrola Energía Internacional, S.A. lo que tiene que tenerse en cuenta en la comparativa.

El 20 de marzo se obtuvo la aprobación de la autoridad de competencia británica (CMA) y se eliminaron las restricciones para tomar el control de ENW y permitir la consolidación por global a partir de esa fecha. En el ejercicio 2024, desde el cierre de la transacción el 22 de octubre, la aportación de ENW se registraba como "Resultados de sociedades por el método de participación".

En febrero de 2024, se produjo el cierre de la venta la venta por Iberdrola México a México Infrastructure Partners FF, S.A.P.I. de C.V.de un *portfolio* de 13 plantas de generación en el país que incluía ciclos combinados y un parque eólico terrestre. El Grupo IBERDROLA mantenía 13 plantas, toda la actividad de clientes privados y la cartera de proyectos renovables a desarrollar bajo el subholding Iberdrola México S.A. de C.V. El 31 de julio de 2025 se firmó un acuerdo con COX ABG Group S.A. para la compraventa del 100% de las acciones de Iberdrola México S.A. de C.V. Se ha concluido que se dan las circunstancias para clasificar los activos y pasivos del segmento México como mantenidos para la venta y presentar el resultado del segmento dentro de la línea "Beneficio neto del ejercicio proveniente de actividades discontinuadas". El Estado consolidado del resultado del ejercicio 2024 se ha re-expresado y se presenta en las mismas bases.

Correcciones valorativas y saneamientos: en propiedades, planta y equipo se han registrado saneamientos por 182 millones de euros y se han realizado deterioros por 340 millones de euros, principalmente en proyectos en desarrollo eólicos marinos en Estados Unidos junto a otras de menor relevancia correspondientes en su mayor parte a proyectos en desarrollo en Reino Unido y Francia.

En el ejercicio 2025, el Grupo IBERDROLA ha alcanzado un EBITDA de 15.956 millones de euros, lo que supone un aumento del 9%; sin considerar el impacto negativo del efecto de tipo de cambio de 355 millones de euros, habría aumentado un 11%.

El Beneficio neto del ejercicio atribuido a la sociedad dominante aumenta en 673 millones de euros, un 12,0% superior al del ejercicio 2024, un 10,2% sin considerar el efecto positivo del tipo de cambio de 101 millones de euros, hasta situarse en los 6.285 millones de euros.

Los resultados del ejercicio se apoyan fundamentalmente en la mejora de España y Reino Unido.

- En España la evolución es positiva gracias, entre otros efectos, a ajustes regulatorios en Redes. La mayor producción es compensada por los menores márgenes y ventas, unido a los mayores costes por servicios complementarios, principalmente como consecuencia del apagón del pasado 28 de abril.

- En Reino Unido la evolución es positiva gracias a la contribución desde marzo de ENW, las desinversiones de venta de SP Smart Meters Assets Limited (SPSMAL), sociedad titular y que opera el negocio de alquiler de contadores inteligentes en Reino Unido, la venta del 50% de East Anglia Three Holdings Limited y el ingreso en 2025 de la indemnización del seguro por la avería del cable de East Anglia One producido en 2024. Estos impactos consiguen compensar la menor producción y precio renovable, la pérdida de cartera de clientes y los mayores saneamientos.

- Estados Unidos mejora por el reconocimiento de derechos de cobro del negocio regulado reconocidos por el regulador, además de la mayor facturación de Redes y por los menores deterioros en Renovables respecto a los realizados en 2024.

- En México, donde la actividad se encuentra clasificada como discontinuada, la comparativa se ve afectada por la venta realizada en 2024 de determinados proyectos de generación a MIP. Una vez aislada la plusvalía y la aportación diferencial de las sociedades vendidas, el negocio retenido evoluciona positivamente.

- En Brasil la evolución es favorable gracias a la mejora de tarifas y mercado, a ajustes positivos de impuestos y a la compra de la participación de Previ del 30,29%, que reduce el resultado que se atribuye a minoritarios. En noviembre de 2025 se han iniciado los trámites para el lanzamiento de una OPA con el fin de adquirir el restante 16,21% de las acciones; se espera el cierre de la transacción en 2026.

- Iberdrola Energía Internacional en 2025, que ya integra todos los países del negocio Internacional dentro del perímetro, mejora su aportación gracias al negocio renovable consecuencia de la nueva potencia, pese a que el bajo recurso eólico generalizado ha impedido una mayor contribución, compensando la disminución en la aportación del negocio comercial.

2.3.1.1 Margen bruto

El Margen bruto se situó en 24.048 millones de euros con un aumento de 837 millones de euros, un aumento del 3,6% respecto del obtenido en 2024. Sin considerar el efecto negativo del tipo de cambio, 551 millones de euros, mejoraría 1.388 millones de euros (6%) sobre el registrado en el ejercicio 2024.

El Margen bruto por *subholdings,* expresado en millones de euros, es el siguiente:

	2025	2024	% variación
España	8.868	8.981	(1,3)
Reino Unido	5.086	4.836	5,2
Estados Unidos	5.821	5.311	9,6
México	722	635	13,7
Brasil	3.162	3.178	(0,5)
IEI	1.118	926	20,7
Corporación y ajustes	52	9	477,8
Operación discontinuada	(781)	(665)	17,4
Total Margen bruto	**24.048**	**23.211**	**3,6**

En España el Margen Bruto disminuye en 113 millones de euros, un 1,3% inferior al del ejercicio 2024.

- En el negocio Redes el margen ha aumentado 420 millones de euros debido al impacto por la nueva tasa de remuneración financiera tras el borrador de la CNMC (6,58% frente a 5,58%), así como por la actualización de la asunción mínima del factor X de actualización del COMGES (2021-2025) (retribución a la operación y mantenimiento) que afecta positivamente a la retribución del periodo 2025 y por el reconocimiento de incentivos.

- El negocio Renovables y Generación Sostenible aumenta su aportación en 200 millones sobre el ejercicio 2024 principalmente por la mayor producción.

- El negocio Clientes disminuye su aportación en 733 millones de euros. En el mercado libre en España, el margen bruto disminuye 529 millones de euros (313 millones de euros por efecto volumen, 205 millones de euros por efecto precio y 11 millones de euros por el coste de aprovisionamiento), en CUR el margen disminuye en 33 millones de euros, el margen del negocio de gas disminuye en 25 millones de euros, productos y servicios aumenta en 28 millones de euros y cogeneración disminuye en 26 millones de euros. El negocio se ve impactado también por los mayores costes por servicios complementarios principalmente debido a la nueva operación reforzada del sistema tras el cero eléctrico del pasado 28 de abril.

  Adicionalmente, la disminución es consecuencia del negocio comercial de Portugal que aportó 148 millones de euros de margen bruto el ejercicio 2024 y que en 2025 se ha traspasado al negocio Internacional.

El Margen Bruto en el Reino Unido evoluciona favorablemente aumentando su aportación un 5,2%, 250 millones de euros en el ejercicio.

- El Margen Bruto del negocio de redes en Reino Unido aumenta su aportación en 651 millones de euros debido a los mejores resultados en el negocio de distribución por la consolidación total de ENW, efectiva desde marzo de 2025 (621 millones de euros), unido a la mayor contribución del negocio de transmisión por el incremento de la base de activos regulados y por el aumento de las tarifas.

- El negocio Renovables y Generación Sostenible reduce su aportación en 213 millones de euros por la reducción de la producción y los menores precios.

- El negocio Clientes disminuye su aportación en 193 millones de euros.

En Estados Unidos el Margen Bruto se incrementa en 510 millones de euros sobre el del ejercicio 2024.

- En el negocio Redes aumenta la contribución 491 millones de euros, gracias a mayores tarifas en el negocio de distribución y la aportación de la transmisión.

- El negocio Renovables y Generación Sostenible mejora su aportación 19 millones de euros.

En Brasil el Margen Bruto empeora un 0,5% el del ejercicio 2024, disminuyendo en 16 millones de euros.

- El negocio de redes mejora la aportación en 61 millones de euros.

- El negocio Renovables y Generación Sostenible disminuye su aportación en 24 millones afectado por el tipo de cambio.

- El negocio Clientes disminuye su aportación en 53 millones de euros.

El Margen Bruto en México crece un 14%, 87 millones de euros superior al del ejercicio 2024 gracias al buen comportamiento de los activos retenidos.

El resto de países agrupados en IEI aumentan su contribución un 21%, 192 millones de euros superior al del ejercicio anterior. La comparativa está afectada por la incorporación del negocio comercial de Portugal en el ejercicio 2025.

- El negocio Renovables y Generación Sostenible aumenta su aportación en 210 millones de euros por el aumento de la producción del 17,2% debido a la mayor producción eólica marina (59,4%) como consecuencia de la contribución de los parques de Saint Brieuc (496 MW, Francia) y de Baltic Eagle (476 MW, Alemania).
- El negocio comercial disminuye su aportación en 18 millones de euros principalmente por Portugal por mayores costes de servicios complementarios en el periodo como consecuencia del apagón.

2.3.1.2 Resultado de explotación bruto – EBITDA

El EBITDA consolidado aumenta en 1.314 millones de euros, un 9%, hasta 15.956 millones de euros frente a los 14.642 millones de euros en 2024. El efecto neto de la variación de tipos de cambio de las monedas supone un impacto positivo de 378 millones de euros, sin este efecto crecería un 11%.

El detalle de aportaciones por *subholding*, expresado en millones de euros, se muestra en la siguiente tabla:

	2025	2024	% variación
España	6.004	6.268	(4,2)
Reino Unido	3.685	3.331	10,6
Estados Unidos	3.192	2.280	40,0
México	567	2.147	(73,6)
Brasil	2.352	2.265	3,8
IEI	791	707	11,9
Corporación y ajustes	1	(150)	(100,7)
Operación discontinuada	(636)	(2.206)	(71,2)
Beneficio bruto de explotación - EBITDA	**15.956**	**14.642**	**9,0**

El crecimiento del EBITDA en el ejercicio 2025 se apoya fundamentalmente en la mejora de Estados Unidos y Reino Unido.

Además de lo comentado sobre la evolución del Margen Bruto, las variables que explican la evolución del EBITDA son las siguientes:

- **Gastos Operativos Netos**

Los Gastos Operativos Netos por *subholding,* expresados en millones de euros, son los siguientes:

	2025	2024	% variación
España	1.252	1.457	(14,1)
Reino Unido	942	946	(0,4)
Estados Unidos	1.985	2.414	(17,8)
México	146	(1.520)	(109,6)
Brasil	803	907	(11,5)
IEI	291	207	40,6
Corporación y ajustes	45	51	(11,8)
Operación discontinuada	(137)	1.548	(108,9)
Gasto operativo neto	**5.327**	**6.010**	**(11,4)**

El epígrafe de Gastos Operativos Netos disminuye en 683 millones de euros hasta los 5.327 millones de euros. El efecto del tipo de cambio afecta en 169 millones de euros positivos en la comparativa. La variación, sin el efecto del tipo de cambio, sería de 1.171 millones de euros un 12%. Especialmente afectado por las plusvalías por las rotaciones de activos en ambos años, 283 millones de euros en 2025 frente a 1.784 millones de euros en 2024.

- **Tributos**

Los Tributos por *subholding*, expresados en millones de euros, son los siguientes:

	2025	2024	% variación
España	1.612	1.255	28,4
Reino Unido	459	559	(17,9)
Estados Unidos	644	617	4,4
México	8	8	0
Brasil	7	6	16,7
IEI	36	13	176,9
Corporación y ajustes	7	108	(93,6)
Operación discontinuada	(8)	(7)	14,3
Tributos	**2.765**	**2.559**	**8,1**

La partida de Tributos aumenta en 206 millones de euros hasta los 2.765 millones de euros. El efecto del tipo de cambio afecta positivamente en 31 millones de euros, sin este efecto habrían aumentado en 237 millones de euros.

El aumento es consecuencia de:

- efectos positivos como, la mejora en 138 millones de euros por la disminución del Windfall tax de Reino Unido y la desaparición del Gravamen temporal energético que en el ejercicio 2024 ascendió a 99 millones de euros;

- en sentido contrario el efecto derivado de sentencias que se produjeron en 2024 por 262 millones de euros y que afectan a la comparativa, el mayor gasto por la reactivación del Impuesto al Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE), un aumento de 108 millones de euros, (este impuesto se reactivó en 2024 a un tipo progresivo, empezando en 3,5% en el primer trimestre, pasando al 5,25% en el segundo trimestre de 2024 y hasta el 7% actualmente), la tasa Enresa aumenta 13 millones de euros, el bono social y eficiencia energética aumenta 60 millones de euros.

2.3.1.3 Resultado de explotación neto – EBIT

El EBIT se situó en 9.755 millones de euros un 28% superior al de 2024 (7.639 millones de euros), sin considerar el efecto negativo del tipo de cambio, 24 millones de euros, el incremento hubiera sido de un 32%.

El desglose por *subholding,* expresado en millones de euros, es el siguiente:

	2025	2024	% variación
España	4.140	4.317	(4,1)
Reino Unido	2.373	2.256	5,2
Estados Unidos	1.329	(578)	(329,9)
México	449	2.028	(77,9)
Brasil	1.693	1.591	6,4
IEI	344	317	8,5
Corporación y ajustes	(52)	(202)	(74,3)
Operación discontinuada	(521)	(2.090)	(75,1)
Beneficios de explotación - EBIT	**9.755**	**7.639**	**27,7**

Para alcanzar el Beneficio de explotación incorporamos:

- **Corrección valorativa de deudores comerciales y activos de contrato**

Las provisiones de deudores comerciales y activos del contrato alcanzan los 398 millones de euros, 70 millones de euros inferiores a las del ejercicio 2024 (468 millones de euros).

- **Amortizaciones y provisiones**

Las amortizaciones aumentan 223 millones de euros (un 4,6%) hasta alcanzar los 5.122 millones de euros, debido fundamentalmente al crecimiento del Grupo y a la mayor base de activos.

El epígrafe Dotaciones para deterioros y saneamientos de activos no financieros disminuye 1.044 millones de euros desde los 1.568 millones de euros de 2024, que incluían deterioros de activos en el negocio eólico en Estados Unidos, hasta los 524 millones de euros de 2025 (saneamientos por 184 millones de euros y deterioros por 340 millones de euros) por saneamientos y deterioros en activos eólicos marinos en Estados Unidos y proyectos en Francia y Reino Unido principalmente.

Otras Provisiones aumentan 89 millones de euros respecto al ejercicio 2024.

2.3.1.4 Resultado financiero

El Resultado financiero ha mejorado en 36 millones de euros hasta los 1.754 millones de euros (1.790 millones de euros en 2024). Incluyendo México, el resultado financiero empeora en 288 millones hasta los 1.863 millones de euros (1.575 millones de euros en 2025). El desglose por conceptos de dicha variación es el siguiente:

	2025	2024	Variación
Resultado de deuda	(2.502)	(2.239)	(263)
Otro resultado financiero no deuda	639	664	(25)
Resultado financiero incluyendo México	**(1.863)**	**(1.575)**	**(288)**
Operación discontinuada	109	(215)	324
Resultado financiero	**(1.754)**	**(1.790)**	**36**

Las principales partidas que explican la variación son:

- El resultado de deuda ha aumentado en 263 millones de euros, 357 millones de euros debido a un incremento de la deuda neta media en 6.162 millones de euros, compensado en 94 millones de euros debido a la depreciación del tipo de cambio, especialmente del real brasileño.
- El resto de conceptos suponen un empeoramiento de 25 millones de euros. Los derivados tienen una contribución positiva de 164 millones de euros, 279 millones de euros por los derivados de East Anglia 3, mientras que el resto se explica principalmente por las coberturas de México, compensadas a nivel de beneficio neto en la línea de impuestos. Por su parte, la partida de otros tiene una contribución negativa de 189 millones de euros.

El coste medio por intereses del Grupo, a 31 de diciembre de 2025 se sitúa en el 4,76%, frente al 5,02% del mismo periodo del año anterior (Nota 29 de la memoria).

El coste medio de la deuda financiera neta ajustada disminuye en 6 puntos básicos hasta el 4,75 % frente al 4,81 % del mismo periodo del año anterior, debido a los menores tipos de interés y márgenes de financiación del euro, a pesar de los tipos de interés más altos en Brasil.

El coste medio de la deuda financiera neta ajustada se calcula como el cociente del resultado de deuda y el saldo medio de la deuda financiera neta ajustada.

La conciliación del resultado de deuda con las magnitudes del Estado consolidado del resultado es como sigue:

Millones de euros	2025	2024
Gastos financieros y gastos asimilados de financiación (1)(5)	(2.558)	(2.454)
Gastos financieros de pasivos por arrendamiento (1)(5)	(89)	(87)
Coste de la cobertura de derivados de financiación (2)	(71)	(37)
Ingreso financiero por derivados de cobertura (3)	(27)	7
Ingreso financiero por otros derivados (2)	24	0
Ingreso por colocación de excedentes (3)(5)	219	334
Diferencias netas en moneda extranjera de financiación (4)(5)	0	(2)
Resultado de deuda	**(2.502)**	**(2.239)**

(1) Nota 44 de la memoria.

(2) Notas 43 y 44 de la memoria, incluido en las líneas “Derivados de no cobertura e ineficacias”.

(3) Nota 43 de la memoria, incluido en la línea “Ingresos financieros de activos a coste amortizado”.

(4) Notas 43 y 44 de la memoria consolidadas, neto de las líneas “Diferencias positivas en moneda extranjera de financiación” y “Diferencias negativas en moneda extranjera de financiación”.

(5) Los epígrafes "Gastos financieros y gastos asimilados de financiación", "Gastos financieros de pasivos por arrendamiento", "Ingreso por colocación de excedentes" y "Diferencias netas en moneda extranjera de financiación" de 2024 incluyen -25, -4, +112 y +1 millones de euros, respectivamente, correspondientes a la Operación discontinuada (Nota 18 de la memoria).

El saldo medio de la deuda financiera neta ajustada se calcula ponderando por el número de días del año en que permanece vivo el saldo de cada una de las operaciones que integran la deuda financiera neta. De esta forma, incluye los mismos conceptos que los indicados en la Nota 22 de la memoria según el siguiente detalle:

Saldo medio	2025	2024
Deuda financiera bruta	56.433	51.663
Activos tesoreros	(3.770)	(5.162)
Deuda financiera neta ajustada	**52.663**	**46.501**

2.3.1.5 Resultado de sociedades por el método de la participación

El epígrafe de Resultados de sociedades por el método de participación es positivo en 96 millones de euros.

2.3.1.6 Beneficio neto del ejercicio procedente de actividades discontinuadas (neto de impuestos)

Recoge, principalmente, el resultado del subholding México clasificado discontinuado tras el acuerdo de venta alcanzado con COX e importes menores de la actividad de ingeniería, 364 millones de euros en 2025 y 1.479 millones de euros en el ejercicio 2024 y que recoge la plusvalía de la venta de las sociedades a MIP.

2.3.1.7 Beneficio neto atribuido a la sociedad dominante

El Beneficio neto del ejercicio alcanza los 6.285 millones de euros, 673 millones de euros, un 12% superior al del ejercicio anterior que fue de 5.612 millones de euros. El efecto del tipo de cambio ha sido negativo en 101 millones de euros.

Impuesto de sociedades

El Gasto por Impuesto de sociedades aumenta 328 millones de euros hasta los 1.671 millones de euros respecto al del ejercicio 2024 (1.343 millones de euros).

Los principales efectos que explican este aumento son:

- El gasto aumenta por importe de 538 millones de euros, calculado a la tasa impositiva vigente en cada país, consecuencia, principalmente, del aumento del gasto en Estados Unidos que en 2024 registró un ingreso derivado del deterioro realizado.
- El gasto mejora en 62 millones de euros por la regularización del gasto por Impuesto sobre Sociedades de ejercicios anteriores, fundamentalmente, el impacto fiscal derivado de la exclusión de la base imponible del Impuesto sobre Sociedades, una vez se ha confirmado de la actualización financiera correspondiente a los créditos de PIS/COFINS.
- El gasto mejora en 128 millones de euros por ajustes relacionados con los impuestos diferidos del Fondo de Comercio.
- En el resto de la variación positiva en 20 millones de euros recoge numerosos recálculos y diferencias permanentes.

Participaciones no dominantes

Por su parte, la partida de participaciones no dominantes aumenta 169 millones de euros hasta los 505 millones de euros fundamentalmente por:

- la incorporación de minoritarios de ENW por 20 millones de euros y la mejora del resultado de East Anglia 1 en 37 millones de euros, aumentando el epígrafe en 57 millones de euros en Reino Unido;
- el aumento en 124 millones de euros de los minoritarios en Avangrid, de los cuales 178 millones de euros se explican por el efecto del deterioro *onshore* en 2024. El resto de la mejora es consecuencia de la recompra de los minoritarios a finales de 2024;
- la disminución en 23 millones de euros de los minoritarios de Brasil principalmente por la adquisición del 30,29% a Previ;
- los 11 millones de euros de aumento restantes son efectos menores en España y México.

3. Liquidez y recursos de capital

El principal objetivo de la gestión financiera del Grupo IBERDROLA es asegurar el mantenimiento de un perfil financiero sólido mediante el fortalecimiento de los ratios de solvencia y patrimoniales habitualmente seguidos por las agencias de calificación crediticia, la optimización de la posición de liquidez y la gestión de los riesgos financieros, compatibilizándolo con una política sostenible de remuneración al accionista.

3.1 Liquidez

El Grupo IBERDROLA presenta una fuerte posición de liquidez a cierre de 2025, por un total de 21.174 millones de euros (Nota 4 de la memoria) que, considerando las operaciones de financiación firmadas con posterioridad al 31 de diciembre, se eleva hasta 21.381 millones de euros.

Dicha liquidez proviene principalmente de líneas sindicadas con bancos de relación, préstamos con entidades de crédito multilateral, bancos de desarrollo y agencias de crédito a la exportación, además de efectivo y otros medios equivalentes e inversiones financieras temporales (hasta 12 meses). Estas operaciones de liquidez se han formalizado con contrapartes de elevada calidad crediticia.

Esta liquidez cubre las necesidades financieras de 29 meses en el caso base y 18 meses en el escenario de riesgo.

3.2 Solvencia Financiera

3.2.1 Calificación crediticia de la Deuda Senior de IBERDROLA

Las calificaciones emitidas por las agencias de *rating* son las siguientes:

Agencia	Largo plazo (1)	Perspectiva	Fecha último informe
Moody´s	Baa1 (15/06/2012)	Estable (14/03/2018)	03/09/2025
Fitch IBCA	BBB+ (02/08/2012)	Estable (25/03/2014)	21/11/2025
Standard & Poors	BBB+ (22/04/2016)	Estable (22/04/2016)	09/12/2025

(1) Las anteriores calificaciones pueden ser revisadas, suspendidas o retiradas por la entidad calificadora en cualquier momento.

3.2.2 Ratios de solvencia financiera

A continuación, se muestra el cálculo de las ratios de solvencia financiera:

		31.12.2025	31.12.2024
FFO Ajustado / Deuda financiera neta ajustada (1)	%	25,5	22,9
RCF Ajustado / Deuda financiera neta ajustada (1)	%	21,9	19,4
Deuda financiera neta ajustada / EBITDA ajustado	Veces	3,02	3,4

(1) Detalle en la tabla mostrada a continuación.

Las principales medidas utilizadas por el Grupo IBERDROLA para evaluar la generación de caja del periodo son:

- Fondos generados en operaciones (*Funds From Operations* – FFO).
- Flujo de caja retenido (*Retained Cash Flow* - RCF): FFO – pagos dividendos propios y a minoritarios - flujos netos de bonos perpetuos (híbridos).

El FFO alcanza los 12.811 millones de euros en los últimos doce meses aumentando un 8,2% respecto al mismo período del año anterior, impulsado por la mejora de la generación de caja en el negocio de redes.

El cálculo de estas medidas, expresado en millones de euros, se recoge a continuación:

	31.12.2025 (1)	31.12.2024 (1)
Beneficio neto atribuido a la sociedad dominante	6.285	5.612
Beneficio neto del ejercicio procedente de actividades discontinuadas (1)	17	19
Corrección valorativa de deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	394	471
Amortizaciones y provisiones	5.922	6.648
Resultado de sociedades por el método de participación	(96)	37
Actualización financiera provisiones (2)	174	184
Participaciones no dominantes	505	336
Dividendos cobrados	63	61
Imputación a resultados de subvenciones de capital	(133)	(102)
Deducibilidad fiscal Fondo de Comercio	0	71
Rotación de activos	(260)	(1.170)
Efecto fiscal diferido no caja	(60)	(331)
Fondos generados en operaciones (FFO) Ajustado	**12.811**	**11.836**

	31.12.2025	31.12.2024
Fondos generados en operaciones (FFO) Ajustado	12.811	11.836
Dividendos pagados	(1.841)	(1.832)
Cash Flow Retenido (RCF) Ajustado	**10.970**	**10.004**

	31.12.2025	31.12.2024
EBITDA	16.592	16.848
Plan salidas	0	111
Rotación de activos	0	(1.743)
EBITDA Ajustado	**16.592**	**15.216**

	31.12.2025	31.12.2024
Deuda Neta ajustada (Nota 22.b de la memoria)	50.037	51.672
Aportación México (3)	145	0
Deuda neta ajustada (con Iberdrola México)	**50.182**	**51.672**

(1) A efectos del FFO Ajustado, RCF Ajustado y EBITDA Ajustado, México se considera una actividad continuada (Ver Nota 18 de la memoria).

(2) 4 millones de euros incluidos en Gasto financiero de México (Ver Nota 18 de la memoria).

(3) Importes incluidos en los Activos y Pasivos mantenidos para su enajenación (Ver Nota 18 de la memoria).

3.3 Recursos de capital

3.3.1 Apalancamiento

El Apalancamiento neto ajustado disminuye en 1,63% hasta el 43,81% (disminuye en 1,70 % hasta el 43,74 % sin considerar México, Nota 22.b de la memoria) respecto al 45,44 % registrado en el mismo periodo del año anterior (Nota 22.b de la memoria).

3.3.2 Estructura de la deuda

La Deuda financiera neta ajustada a 31 de diciembre de 2025 disminuye en 1.490 millones de euros hasta los 50.182 millones de euros (disminuye en 1.635 millones de euros hasta los 50.037 millones de euros sin considerar México, Nota 22.b de la memoria) frente a los 51.672 millones de euros a 31 de diciembre de 2024, debido al el FFO generado, la ampliación de capital realizada, así como el plan de rotación de activos y *partnerships*, que permite alcanzar un nivel de deuda por debajo del cierre de 2024.

La conciliación entre los epígrafes del Estado consolidado de situación financiera y las distintas magnitudes de deuda a las que se hace referencia en este apartado 3 del Informe de Gestión Consolidado se encuentra en la Nota 22 de la memoria.

La estructura por tipo de interés y por divisa de la deuda clasificada en el epígrafe “Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables” después de coberturas se puede ver en la Nota 29 de la memoria.

De acuerdo con la estrategia de minimizar los riesgos financieros, el Grupo continua mitigando el riesgo en divisa mediante la financiación de los negocios internacionales en moneda local (libras esterlinas, reales brasileños, dólares estadounidenses) o funcional (dólares, en el caso de México). El riesgo de tipo de interés se mitiga con la emisión de deuda a tipo fijo, derivados y coberturas de financiación futura.

El desglose de la deuda financiera bruta ajustada por fuente de financiación es el siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024
Bonos Euro	20,90 %	22,80 %
Bonos Dólar estadounidense	16,90 %	19,40 %
Bonos Libra esterlina	7,60 %	3,80 %
Bonos Real brasileño	9,20 %	6,40 %
Bonos otras divisas	2,00 %	1,90 %
Pagarés	8,80 %	10,00 %
Préstamos multilateral	11,10 %	11,20 %
Préstamos bancos de desarrollo	10,30 %	9,70 %
Financiación estructurada	0 %	0,10 %
Arrendamientos	4,80 %	5,00 %
Préstamos, créditos bancarios y otros	8,40 %	9,70 %
Total	**100,00 %**	**100,00 %**

El Grupo IBERDROLA presenta un cómodo perfil de vencimientos de deuda, con una vida media de su deuda financiera bruta ajustada por encima de seis años. El perfil de vencimiento de deuda clasificada en el epígrafe “Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables” del Grupo IBERDROLA a cierre de 2025 se muestra en la Nota 29 de la memoria.

La vida media de la deuda con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables se calcula prorrateando por la fecha de su vencimiento los pagos correspondientes a la amortización de los instrumentos de deuda a largo plazo, excluyendo, por lo tanto, las operaciones a corto plazo:

- Emisiones de pagarés domésticos (USCP) y Euro Commercial Paper (ECP) (Nota 29 de la memoria).
- Disposiciones de líneas y pólizas de crédito (Nota 29 de la memoria).
- Intereses devengados no pagados (Nota 29 de la memoria).
- Derivados sobre autocartera: permutas sobre acciones propias, opciones de venta vendidas y acumuladores (Nota 22 de la memoria).

3.4 Capital circulante

El capital circulante aumenta en 3.095 millones de euros desde diciembre de 2024, explicada, principalmente, por:

- los activos mantenidos para su enajenación de México, Francia *onshore*, Energyworks, Hungría y Dardanelos y los pasivos asociados a estos, aumentan el circulante en 2.392 millones de euros netos, 3.137 millones de euros activos y 745 millones de euros pasivos;
- el combustible nuclear aumenta en 116 millones de euros y las existencias disminuyen en 623 millones de euros principalmente por la desconsolidación del OFTO *(Offshore Transmission Owners)* de la línea de transmisión de East Anglia Three Limited (EA3) tras la venta del 50% de la sociedad;
- los deudores comerciales y otras cuentas a cobrar y los acreedores comerciales y otros pasivos corrientes aumentan el circulante en 429 millones de euros, 1.122 millones de euros de aumento y 693 millones de euros de reducción, respectivamente;
- la variación de los derivados, principalmente de *commodities,* empeoran el circulante en 294 millones de euros;
- la reducción de la partida de administraciones públicas acreedoras aumenta el circulante en 1.023 millones de euros; y
- el efecto neto del resto de epígrafes mejoran el circulante en 52 millones de euros.

	31.12.2025	31.12.2024	Variación
Activos mantenidos para su enajenación	3.541	404	3.137
Combustible nuclear	434	318	116
Existencias	2.364	2.987	(623)
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar corrientes	10.284	9.162	1.122
Otras inversiones financieras corrientes	1.201	1.155	46
Instrumentos financieros derivados activos (1)	174	772	(598)
Administraciones Públicas	1.811	1.615	196
Activos corrientes	**19.809**	**16.413**	**3.396**
Pasivos asociados con activos mantenidos para su enajenación	942	197	745
Provisiones	753	795	(42)
Instrumentos de capital con características de pasivo financiero	139	103	36
Instrumentos financieros derivados pasivos (2)	228	532	(304)
Acreedores comerciales, otros pasivos financieros corrientes y otros pasivos corrientes	12.193	11.500	693
Administraciones Públicas	1.764	2.591	(827)
Pasivos corrientes	**16.019**	**15.718**	**301**
Circulante neto	**3.790**	**695**	**3.095**

(1) No incluye el efectivo y equivalentes ni los derivados activos relacionados con operaciones de financiación (Nota 22 de la memoria).

(2) No incluye deuda financiera ni los derivados pasivos relacionados con operaciones de financiación (Nota 22 de la memoria).

4. Principales riesgos e incertidumbres

El Grupo IBERDROLA cuenta con un sistema integral de control y gestión de riesgos sólidamente implantado, diseñado de acuerdo con las mejores prácticas internacionales. De conformidad con dicho sistema, anualmente son aprobadas las Bases y Directrices de riesgos, estableciendo así el apetito al riesgo, tanto a nivel del Grupo como de cada uno de los principales negocios y funciones corporativas. Se puede encontrar información detallada del sistema (elementos integrantes, taxonomía y agentes, entre otros) en la sección 8.1 del Informe Anual de Gobierno Corporativo 2025 de Iberdrola, S.A., que incluye además los principales riesgos materializados en el ejercicio.

Los riesgos e incertidumbres más significativos a los que se enfrenta el Grupo se describen a continuación, destacándose algunos de ellos en el siguiente gráfico, presentado en la sección “Gestión Financiera” del Capital Markets Day del Grupo IBERDROLA de 24 de septiembre de 2025:

El Grupo IBERDROLA ha considerado los riesgos descritos en esta sección como relevantes para adoptar una decisión de inversión informada. No obstante, el Grupo está sometido a otros riesgos que podrían también materializarse a futuro. Las categorías no se presentan por orden de importancia, ni los factores de riesgo dentro de cada categoría. Destacar, adicionalmente, que algunos de estos riesgos podrían tener un impacto reputacional en caso de materializarse.

La diversificación tecnológica, geográfica y de negocios del Grupo IBERDROLA contribuye a mitigar el impacto de dichos riesgos en el consolidado del Grupo.

En relación a México, el Grupo IBERDROLA firmó el pasado 31 de julio de 2025 un acuerdo de venta de sus activos en dicho país (generación y actividad comercial) a COX ABG Group, S.A., que se espera completar en 2026, razón por la que no se analizan sus riesgos en detalle a continuación. Los referidos activos han sido contabilizados como mantenidos para su enajenación al cierre de 2025. Su perfil de riesgo globalmente considerado, y su peso relativo en el Grupo IBERDROLA, son similares a los reportados al cierre de 2024.

A efectos de determinar la exposición de cada una de las *subholding* y los negocios del Grupo a los riesgos, la notas 8 y 38 de los estados financieros recogen información financiera, mientras que el apartado 2.2 del Informe de Gestión ofrece información operativa.

La referida sección “Gestión Financiera” del *Capital Markets Day* del Grupo IBERDROLA de 24 de septiembre de 2025 incluye sensibilidades en términos de Beneficio Neto y EBITDA consolidado ante variaciones en variables clave.

El análisis mostrado a continuación se focaliza en los negocios energéticos del Grupo, si bien se cuenta además con un negocio de promoción inmobiliaria, que está sometido a los riesgos propios de dicha actividad.

4.1 Riesgos de crédito y financieros

El Grupo afronta riesgos relacionados con la posibilidad de que una contraparte incumpla sus obligaciones contractuales y produzca una pérdida económica o financiera, incluyendo los riesgos de liquidación y coste de sustitución, así como los relativos a la volatilidad de variables como el tipo de cambio, el tipo de interés y la inflación, así como aquellos relacionados con la solvencia y la liquidez.

La Nota 27 de estos Estados financieros incluye información detallada sobre los planes de pensiones del Grupo.

4.1.1 Riesgo de crédito

El Grupo IBERDROLA se encuentra expuesto al riesgo de crédito derivado del posible incumplimiento de las obligaciones contractuales por parte de sus contrapartidas (clientes, proveedores, entidades financieras, socios, aseguradoras, etc.), incluyendo los riesgos de liquidación y coste de sustitución.

El riesgo es gestionado y limitado adecuadamente, en función del tipo de operación y de la calidad crediticia de las contrapartes. Se llevan a cabo análisis crediticios *ex ante* de las contrapartes y se monitorizan las exposiciones y el cumplimiento de límites.

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar por su actividad liberalizada de comercialización de electricidad y gas, el coste de la morosidad se ha mantenido en niveles moderados, por debajo del 1% de la facturación total de dicha actividad en el conjunto de los países donde se lleva a cabo.

En los negocios de Redes en España y en el Reino Unido no se comercializa energía, y en los negocios de Redes de Estados Unidos y Brasil, en general, se recupera el coste de la morosidad de los clientes finales a través de las tarifas.

4.1.2 Riesgos financieros

a) *Riesgo de tipo de interés*

El Grupo IBERDROLA afronta un riesgo con respecto a las partidas de balance (deuda y derivados) en la medida en que las variaciones de los tipos de interés de mercado afectan a los flujos de efectivo y al valor de mercado de la deuda. Con el fin de gestionar y limitar adecuadamente este riesgo, el Grupo IBERDROLA determina anualmente la estructura deseada de la deuda entre fijo y variable en base a la estructura de su EBITDA, estableciendo las actuaciones a realizar a lo largo del ejercicio: tomar nueva financiación (a tipo fijo, variable o indexado) y/o emplear derivados de tipos de interés.

La deuda con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables a tipo de interés variable y las colocaciones de efectivo del Grupo IBERDROLA están referenciadas básicamente a tipos de mercado (principalmente al Euribor, al SONIA, al SOFR y al CDI e IPCA en el caso de la deuda de las filiales brasileñas).

Adicionalmente, el Grupo IBERDROLA contrata derivados de financiación futura que contribuyen a mitigar el riesgo de tipo de interés. El volumen de derivados de estas características que el Grupo IBERDROLA tiene contratados a 31 de diciembre de 2025 se recoge en la Nota 30 de la Memoria.

La estructura de la deuda del Grupo a 31 de diciembre de 2025, una vez consideradas las coberturas contratadas a través de los derivados y la sensibilidad a una variación de tipos de interés, se recogen en la Nota 29 de la Memoria.

b) *Riesgo de tipo de cambio*

El riesgo de tipo de cambio derivado de las oscilaciones de las cotizaciones de las divisas frente a la moneda funcional puede darse en los siguientes supuestos:

- Cobros y pagos por suministros, servicios o adquisición de bienes de equipo o materias primas en monedas diferentes a la funcional.
- Ingresos y gastos indexados a monedas diferentes a la funcional.
- Deuda y gasto financiero denominados en moneda distinta a la moneda funcional.
- Resultados en consolidación de las filiales extranjeras (principalmente dólar estadounidense, libra esterlina y real brasileño), dado que la moneda de presentación del Grupo IBERDROLA es el euro.
- Valor neto patrimonial consolidado de inversiones en filiales extranjeras.
- Gasto por impuesto en México debido a la existencia de moneda funcional (dólar estadounidense) que difiere de la moneda a efectos de cálculo del impuesto de sociedades (peso mexicano). Se prevé la eliminación de este riesgo tras el cierre de la venta de los activos del Grupo en México, estimada para 2026.

El Grupo IBERDROLA mitiga este riesgo:

- Realizando todos los flujos económicos en la moneda funcional de cada empresa del Grupo, siempre que sea posible y económicamente viable y eficiente, o mediante el uso de derivados financieros, en caso contrario.

- Cubriendo económicamente, en la medida de lo posible, el riesgo de traslación de resultados previstos para el ejercicio en curso, limitando el impacto final en el resultado del Grupo.
- Cubriendo económicamente, en la medida de lo posible, el riesgo por tipo de cambio en el impuesto de sociedades de México, limitando el impacto final en el resultado de México y del Grupo.
- Manteniendo un porcentaje adecuado de deuda en moneda extranjera, así como mediante la contratación de derivados financieros, para reducir el impacto en el valor neto patrimonial consolidado de una hipotética depreciación de las divisas por las inversiones del Grupo en filiales extranjeras.

La sensibilidad del resultado y del patrimonio consolidado a la variación del tipo de cambio dólar estadounidense/euro, libra/euro y real brasileño/euro se recoge en la Nota 4 de la Memoria. La información de detalle de la deuda por divisas se recoge en la Nota 29 de la Memoria.

c) *Riesgo de liquidez*

La exposición a situaciones adversas de los mercados de deuda o de capitales, los requisitos de liquidez de cámaras en situaciones de elevada volatilidad, o condiciones derivadas de la propia situación económico-financiera del Grupo IBERDROLA, podrían dificultar o impedir la cobertura de las necesidades financieras que se requieran para el desarrollo adecuado de las actividades del Grupo.

La política de liquidez seguida por el Grupo está orientada a asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago adquiridos sin tener que recurrir a la obtención de fondos en condiciones gravosas. Para ello se utilizan diferentes medidas de gestión tales como la posición de tesorería, el mantenimiento de facilidades crediticias comprometidas por importe, plazo y flexibilidad suficientes, la diversificación de la cobertura de las necesidades de financiación mediante el acceso a diferentes mercados y áreas geográficas, y la diversificación de los vencimientos de la deuda emitida.

El conjunto de los saldos de caja, activos líquidos, inversiones financieras temporales y préstamos y créditos concedidos pendientes de disponer se recogen en la Nota 4 de la Memoria.

d) *Riesgo de solvencia*

El Grupo IBERDROLA afronta el riesgo de que su situación económico-financiera se deteriore y conduzca a una revisión a la baja del nivel de la calificación crediticia asignada por las agencias de calificación, pudiendo encarecer o impedir la financiación.

Con el fin de mitigar este riesgo, el Grupo IBERDROLA realiza un seguimiento permanente de los ratios de solvencia y patrimoniales más habitualmente seguidos por las agencias de calificación crediticia, así como de los riesgos que puedan afectar a estos ratios, con objeto de anticipar y emprender actuaciones orientadas a corregir posibles incumplimientos.

Asimismo, se mantienen canales de información con inversores y agencias de calificación crediticia para explicar la evolución de las magnitudes financieras y de sus desviaciones cuando se produzcan.

e) *Otras indexaciones*

Adicionalmente, pueden existir riesgos derivados de otras indexaciones (inflación, precios de metales industriales, combustibles, etc.) incorporados principalmente en contratos de adquisición de equipos o materiales de construcción para proyectos o nuevas instalaciones, cuyas oscilaciones en el índice de referencia o en los precios pueden afectar al coste total de los aprovisionamientos.

Con el objetivo de mitigar este efecto se tratará de negociar los contratos con precios fijos siempre que sea posible, o se podrán plantear mecanismos de cobertura del riesgo de mercado y/o la contratación de derivados financieros en transacciones altamente probables.

4.2 Riesgos de mercado y negocio

El Grupo afronta riesgos relacionados con variables clave intrínsecas a sus negocios, como son la evolución de la demanda, posicionamiento y gestión del porfolio de productos, recurso, competencia, la incertidumbre generada por la volatilidad de los precios de variables fundamentales (como son el precio de la electricidad o gas y de las materias primas asociadas) y, en el negocio de redes, los riesgos asociados al reconocimiento y retribución de las inversiones acometidas.

El Grupo está presente en los segmentos regulados de transporte y distribución de electricidad en Reino Unido (a través de ScottishPower), Estados Unidos (a través de AVANGRID) y Brasil (a través de NEOENERGIA) y distribución de electricidad en España. En el caso de Estados Unidos se mantiene también presencia en el segmento de distribución de gas natural. En Estados Unidos y Brasil se suministra adicionalmente a clientes que se acogen a la tarifa regulada.

El Grupo IBERDROLA cuenta con una actividad de generación renovable que se desarrolla fundamentalmente en España, Estados Unidos, Reino Unido, Brasil, Australia, Francia, Alemania y otros países, además de contar con activos de generación térmica en España y Brasil. Adicionalmente el Grupo cuenta con plantas de respaldo de su negocio renovable en Estados Unidos y Australia.

El Grupo IBERDROLA mantiene un negocio de comercialización libre de electricidad y gas a clientes finales en España, Reino Unido, Brasil, Portugal, Australia y otros países, y un negocio de comercialización regulada de gas y electricidad en España.

4.2.1 Negocios de Redes

El Grupo concentra su actividad en este segmento en activos regulados sujetos a concesiones o licencias a largo plazo, además de activos de transporte de electricidad adjudicados en subastas competitivas, como ocurre en NECEC (AVANGRID) y ciertos activos en Brasil.

La regulación de cada uno de los países en los que operan los negocios de redes del Grupo IBERDROLA establece marcos, actualizados periódicamente, que fijan unas tasas de retribución predefinidas. Estos marcos cuentan con incentivos y penalizaciones de diverso tipo, como eficiencia, calidad de servicio y gestión de la morosidad (en este último caso en AVANGRID y NEOENERGIA). Modificaciones estructurales y significativas en dichas regulaciones pueden suponer un riesgo para estos negocios. En ocasiones pueden darse litigios regulatorios, además de afrontarse incertidumbre derivada de las condiciones de actualización de las tarifas.

Con carácter general la rentabilidad de los negocios de redes del Grupo IBERDROLA no se encuentra sometida al riesgo de demanda, salvo en el caso de las filiales brasileñas.

Los negocios de redes del Grupo IBERDROLA en España y en el Reino Unido no comercializan energía, por lo que no cuentan con ningún riesgo de mercado asociado a su precio o demanda.

Los negocios de redes del Grupo en Brasil y algunas filiales de redes de AVANGRID en Estados Unidos comercializan energía a clientes regulados a una tarifa previamente establecida. Supuesta una gestión del aprovisionamiento prudente y alineada con lo establecido por cada regulador, los marcos regulatorios de ambos países garantizan el cobro de posibles desvíos en los costes asociados, frente a los previamente reconocidos por la tarifa, en los siguientes reajustes tarifarios.

Dicho todo lo anterior, en situaciones extraordinarias (sequía extrema en Brasil, tormentas catastróficas en Estados Unidos, etc.), no son descartables desajustes temporales ocasionales entre pagos y cobros con impacto en la tesorería de algunos de estos negocios y eventualmente en resultados bajo normativa NIIF.

Adicionalmente los negocios de redes afrontan riesgos de no reconocimiento de inversiones, de incertidumbre en cuanto a las condiciones de renovación de las concesiones, de no recuperación de costes financieros y, finalmente, de falta de alineamiento entre la indexación de los ingresos regulados y la evolución de costes por aumento de la inflación (en particular en España).

Destacar adicionalmente que en noviembre de 2025 Iberdrola Australia fue seleccionada como socio estratégico para desarrollar el proyecto de la línea de transporte VNI West, una infraestructura que conectará los estados de Victoria y Nueva Gales del Sur en Australia. Como ganadora de esta licitación, Iberdrola colaborará con VicGrid en el diseño y desarrollo del proyecto y, posteriormente, presentará una propuesta para construir y explotar en régimen de propiedad el activo. La fecha prevista para la finalización de la construcción es 2030.

a. España

El actual modelo de regulación se basa en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y su desarrollo normativo en diversas Circulares de la CNMC. El modelo se basa en una inversión histórica reconocida (a 31 de diciembre de 2014) más las inversiones adicionales que se hayan realizado desde entonces. Este modelo retribuye financieramente al capital, la depreciación y unos costes de operación y mantenimiento, que aumentan con las inversiones. El monto total de inversión retribuida se incrementa cada año con las inversiones realizadas. A estas retribuciones se suman incentivos por calidad y compensación de pérdidas (técnicas y comerciales). Por otra parte, también se fija una retribución a otras actividades reguladas necesarias para la actividad, como por ejemplo lectura, contratación, estructura, etc. Ni la retribución ni la base de activos se actualiza anualmente por la inflación.

El 30 de diciembre de 2025 fueron fijadas con su publicación en el BOE (Boletín Oficial del Estado) la tasa de retribución aplicable para el periodo regulatorio de 6 años 2026-2031 (WACC 6,58%, antes de impuestos, nominal), así como la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica durante dicho periodo. Adicionalmente, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha sometido en el último trimestre de 2025 a información pública un borrador de Real Decreto que regula los planes de inversión de las redes de distribución de electricidad que se espera sea aprobado en la primera mitad de 2026. Una vez aprobado se espera que este Real Decreto permita aumentar la inversión reconocida para el periodo 2026-2030 por encima del límite de inversión actualmente fijado en función del PIB.

Desde el año 2023 no existe retribución oficialmente publicada, liquidándose de forma provisional. La actividad se encuentra también sujeta a la responsabilidad reguladora y supervisora de la CNMC, que lleva a cabo inspecciones para verificar el reconocimiento de los costes e inversiones incurridas.

Existe riesgo de crédito con las comercializadoras de electricidad y clientes directos a mercado por los cargos asociados a los peajes de red, si bien dicho riesgo se ha mantenido en niveles reducidos históricamente.

b. Reino Unido

En Reino Unido el Grupo está presente a través de su subsidiaria Scottish Power Ltd., la cual gestiona las siguientes licencias:

- SP Distribution PLC (SPD), SP Manweb PLC (SPM) y SP Electricity North West (SP ENW, donde se controla el 88% del capital social).
- SP Transmission PLC (SPT).

El marco *RIIO (Revenues = Incentives + Innovation + Outputs*) regula la retribución de las actividades de transporte y distribución en Reino Unido. Bajo este marco, se ofrecen incentivos que fomenten la innovación y la eficiencia en la prestación de servicios por parte de las compañías.

El marco regulatorio actual está basado en un modelo TOTEX. Cada ejercicio, los gastos reconocidos de inversión y operación y mantenimiento son agrupados, dando lugar al TOTEX. Una porción del TOTEX es capitalizada en RAV (*Slow Pot*), retribuyéndose mediante el reconocimiento de una rentabilidad regulatoria (WACC) y la depreciación durante la vida útil regulatoria. Por otro lado, la porción restante no capitalizada es remunerada en el mismo ejercicio (*Fast Pot*). Los ingresos se actualizan anualmente con la inflación.

La retribución incorpora adicionalmente el mecanismo de reparto de márgenes de TOTEX, inversiones en innovación retribuidas, reconocimiento de obligaciones fiscales y la aplicación de un paquete de incentivos/ penalizaciones conocidas *ex ante* que atienden a los conceptos de seguridad, impacto medioambiental, satisfacción del cliente, obligaciones sociales, ejecución de conexiones, calidad del servicio y delivery de inversiones.

Conviene resaltar la existencia de mecanismos (*Uncertainty Mechanisms*) que permiten ajustar los ingresos fijados al inicio de cada período regulatorio (*baseline allowances*) si durante el mismo determinados proyectos alcanzan un nivel de madurez suficiente.

El WACC reconocido (en términos reales) es 4,1% para SPD, SPM y SP ENW y 3,5% para SPT. La revisión de SPT (RIIO T2) es válida desde abril de 2021 hasta marzo de 2026. La revisión de SPD, SPM y SP ENW (RIIO ED2) es válida desde abril de 2023 hasta marzo de 2028. En diciembre de 2025 el regulador británico (OFGEM) publicó el *Final Determination* que fija el marco regulatorio para RIIO T3, que estará en vigor desde abril de 2026 hasta marzo de 2031, estableciendo un WACC medio permitido para SPT del 5,65% en términos semi-nominales.

c. Estados Unidos

El Grupo IBERDROLA está presente en Estados Unidos a través de su filial AVANGRID, la cual cuenta con las siguientes compañías filiales de redes:

Compañía	Estado	Rate case	ROE
New York State Electric & Gas (NYSEG)	New York	3 años, en vigor desde el 1 de mayo de 2023	9,2%
Rochester Gas and Electric (RG&E)	New York	3 años, en vigor desde el 1 de mayo de 2023	9,2%
Central Maine Power (CMP)	Maine	Tarifas por 2 años con comienzo en julio de 2023	Distribución 9,35% Transmisión eléctrica 10,57%*
United Illuminating (UI)	Connecticut	Tarifas vigentes durante 1 año con comienzo en noviembre de 2025	Distribución 9,45% (autorizado el 9,25%) Transmisión eléctrica 10,57%*
Connecticut Natural Gas (CNG)	Connecticut	Tarifas por 1 años en vigor desde diciembre de 2024	9,15%
Southern Connecticut Gas (SCG)	Connecticut	Tarifas por 1 año con comienzo en diciembre de 2024	9,15%
Berkshire Gas (BG)	Massachusetts	Tarifas fijadas hasta noviembre de 2025	9,7%

* El método de cálculo del ROE para el negocio de transmisión está siendo revisado por la FERC.

Las empresas que desarrollan actividades reguladas en Estados Unidos están sujetas a riesgos asociados a las regulaciones de diversos organismos reguladores federales (FERC, CFTC, DEC) y las diferentes comisiones estatales, responsables del establecimiento de los marcos regulatorios de las diferentes empresas.

Generalmente, el marco regulatorio para las empresas que realizan actividades reguladas en Estados Unidos se basa en el reconocimiento de una base regulatoria de activos *(“rate base”)*. El capital se remunera a partir de la base de activos mediante el reconocimiento del rendimiento sobre el capital propio (RoE, *“Return on Equity”*), la proporción de fondos propios y la depreciación a lo largo de la vida útil de los activos. El componente de deuda de la base de activos también se remunera. Además, la base de activos puede incrementarse anualmente mediante la capitalización de las inversiones reconocidas. Los marcos regulatorios también establecen la remuneración relacionada con las actividades de operación y mantenimiento, así como los costes de aprovisionamiento de energía. La remuneración también se ve afectada por la calidad del servicio prestado, así como por los mecanismos para reconciliar diversos costes (como costes por tormentas, planes de control de vegetación, suministro de energía y morosidad).

Con la reciente entrada en operación del proyecto de transmisión de NECEC, se suministrarán 1.200 MW de energía hidroeléctrica de carga base desde Quebec a Nueva Inglaterra. La línea eléctrica cuenta con unos ingresos regulados a largo plazo con Hydro-Quebec y empresas eléctricas de Massachusetts.

d. Brasil

El Grupo IBERDROLA está presente en Brasil a través de su filial NEOENERGIA, la cual cuenta con las siguientes compañías filiales de redes:

Compañía	Estado	WACC
Neoenergia Elektro	São Paulo y Mato Grosso do Sul	7,42 %
Neoenergia Coelba	Bahía	7,42 %
Neoenergia Pernambuco	Pernambuco	8,06 %
Neoenergia Cosern	Rio Grande do Norte	7,42 %
Neoenergia Brasilia	Distrito Federal	7,15 %

Adicionalmente, se incluye para cada compañía el período de revisión tarifaria, la periodicidad de las revisiones y el vencimiento de la concesión:

Compañía	Revisión tarifaria	Periodicidad (años)	Fin concesión
Neoenergia Elektro	Agosto 2027	4	2028
Neoenergia Coelba	Abril 2028	5	2027
Neoenergia Pernambuco	Abril 2029	4*	2060
Neoenergia Cosern	Abril 2028	5	2027
Neoenergia Brasilia	Octubre 2026	5	2045

* Después del 2029, las renovaciones tarifarias tendrán lugar cada 5 años

Actualmente ANEEL está preparando la adenda para la prórroga de los contratos de concesión de las distribuidoras que expirarán en los próximos años, con expectativa de firma a comienzos de 2026, tras la aprobación por parte del Ministerio de Minas y Energía. Neoenergia Pernambuco ya ha renovado el contrato de concesión, mientras que Neoenergia Brasilia lo renovó en 2015.

La legislación brasileña aplicable al negocio regulado de distribución eléctrica establece dos flujos de ingresos: Parcela A y Parcela B.

- La Parcela A reconoce los costes de energía, costes de transmisión, pérdidas no técnicas (enganches directos), cargos sectoriales y deudas incobrables (en las concesiones renovadas), que pueden recuperarse mediante tarifas *("pass-through")* de acuerdo con las condiciones y límites impuestos por ANEEL. Anualmente, los costes de la Parcela A son calculados para trasladar los costes actualizados a los consumidores. El coste de aprovisionamiento de energía no está sujeto a riesgo, siempre que la energía contratada se encuentre entre el 100% y el 105% de la demanda requerida.
- La Parcela B reconoce la remuneración de la inversión mediante la tasa de retorno regulatoria (WACC) y la depreciación a lo largo de su vida útil, así como los costes de operación y mantenimiento y, en concesiones no renovadas, la deuda incobrable. Los costes de operación y mantenimiento, así como la deuda incobrable, son calculados mediante un modelo de referencia que compara a todas las empresas de distribución del país y determina niveles de coste eficiente, lo que genera un incentivo o un riesgo para el inversor. La Parcela B se actualiza anualmente según la inflación. En el marco de la revisión tarifaria, los costes de la Parcela B se ajustan cada cuatro o cinco años.

El proceso de liberalización continúa. Desde enero de 2024 los clientes de media y alta tensión pueden elegir compañía comercializadora. Con la implementación de la Medida Provisional 1304 se prevé que la apertura del mercado se complete (el 25 de noviembre de 2027 para los consumidores industriales y comerciales, y el 25 de noviembre de 2028 para los consumidores residenciales). Los costes de sobrecontratación o exposición involuntaria de las distribuidoras, resultantes de la migración de consumidores, se repartirán entre todos los consumidores (libres y regulados), creando una nueva tarifa.

La retribución de los activos de transmisión adjudicados en subastas sigue un enfoque diferente a la detallada anteriormente. Los ingresos de dichos activos son los obtenidos en la subasta (RAP, *Receita Anual Permitida*), con algunos ajustes durante la vida útil basados en la inflación (anualmente) y las variaciones en los tipos de interés (cada 5 años).

4.2.2 Actividades de producción y suministro a clientes

El Grupo IBERDROLA cuenta con una actividad de producción renovable que se desarrolla fundamentalmente en España, Estados Unidos, Reino Unido, Brasil y otros países (entre los que destacan Australia, Francia y Alemania). En este segmento se incluye la generación hidráulica, eólica (terrestre y marina) y fotovoltaica, así como tecnologías de almacenamiento (bombeo y baterías).

El Grupo IBERDROLA cuenta asimismo con un amplio parque de centrales de producción térmica en España y con una única central térmica en Brasil. Adicionalmente cuenta con plantas de respaldo de su negocio renovable en Estados Unidos y Australia.

Por último, el Grupo IBERDROLA está presente en la actividad de comercialización de electricidad y gas a clientes finales en España, Reino Unido, Brasil, Portugal, Australia y otros países.

Riesgo de mercado

Los precios de mercado de la electricidad, tanto mayorista como minorista, se encuentran fuertemente correlacionados con los precios de los combustibles (gas, principalmente) y con el coste de los derechos de emisión necesarios para producir electricidad. Estos precios están sujetos a incertidumbre (diferente en función de la estructura del mercado eléctrico de cada país y de su regulación). Los precios de electricidad a plazo se ven adicionalmente condicionados por la entrada prevista en operación de nuevas centrales de generación y la mayor o menor capacidad de reserva prevista a futuro.

El resultado de la actividad de generación y comercial se encuentra sometido al riesgo del diferencial entre el precio obtenido (bien de los clientes en el caso de venta minorista o de los mercados en el caso de venta mayorista) y el coste de producción. En el caso de ventas a clientes, la incertidumbre en el resultado está muy influida por la mayor o menor competencia entre empresas comercializadoras.

El Grupo IBERDROLA presenta globalmente un riesgo de mercado reducido, gracias a que:

- Una parte relevante de su producción renovable es vendida a tarifa fija regulada a largo plazo (por ejemplo, en los parques eólicos marinos de East Anglia 1, Wikinger y Saint-Brieuc, contratos ACR en Brasil, etc.). Adicionalmente, parte de la generación cuenta con mecanismos de apoyo regulatorio (ROCs en Reino Unido, GdOs en Europa, certificados verdes y créditos fiscales en USA, LGCs en Australia…) que aportan ingresos adicionales para facilitar la recuperación de la inversión. Los parques eólicos marinos de East Anglia 2 y East Anglia 3 (y algunos parques eólicos terrestres) en Reino Unido cuentan con CfD.
- La energía que no recibe una tarifa regulada es vendida a clientes finales en España, Reino Unido, Brasil, Estados Unidos, Portugal y Australia, principalmente, tanto en forma de PPAs a largo plazo como en el segmento minorista. La energía se vende a precio fijo o indexado, junto con otros servicios, para entrega en los horizontes temporales habituales de los mercados minoristas de los países en los que se opera. La compensación de posiciones en riesgo entre las actividades de generación y venta a clientes ofrece por tanto una cobertura natural. El riesgo remanente se mitiga a través de operaciones en los mercados mayoristas (mediante operaciones físicas y de derivados). Hay que destacar el elevado porcentaje de contratos a largo plazo a precio fijo de venta de energía con que cuenta el Grupo en AVANGRID (tanto para los activos terrestres como para el parque eólico marino de Vineyard), Australia y Alemania (para los parques eólicos marinos de Baltic Eagle y Windanker, este último aún en construcción).
- En las nuevas inversiones se incentiva la venta a tarifa regulada o la firma de contratos PPA a largo plazo a precio fijo.
- La gestión centralizada de las posiciones por un área experta (Gestión de la Energía), incluyendo la venta de excedentes y la compra de déficits.

En aquellos mercados en los que no hay suficiente producción propia no comprometida (Australia, principalmente), Gestión de la Energía aprovisiona la electricidad para la venta a clientes a precios del mercado mayorista (horarios o a plazo) en función de las prácticas habituales de cada uno de los países.

Riesgos de negocio

- Recurso: los activos de generación renovable del Grupo se pueden encontrar sometidos, en mayor o menor medida al riesgo de recurso (fundamentalmente hidráulico y eólico y, en menor medida, solar). El riesgo de recurso hidráulico, en un año concreto, afecta fundamentalmente a España y Portugal y, en menor medida, a Brasil, mientras que el riesgo de recurso eólico, en un año concreto, afecta a todos los países en los que opera el Grupo. No obstante, debe tenerse en cuenta que:
    - En el medio-largo plazo, los años con un recurso hidráulico y eólico global inferior al medio se compensan con los años con un recurso global superior al medio. Como consecuencia del cambio climático podrían observarse cambios estructurales del recurso hidrológico a largo plazo.
    - A nivel global, el Grupo considera que el riesgo de recurso eólico se encuentra parcialmente mitigado gracias al elevado número de parques en operación y la dispersión geográfica de los mismos.

- Evolución de la demanda: consecuencia de la electrificación de la economía, situación económica general, medidas de eficiencia energética, evolución de temperaturas (afectadas por el calentamiento global), etc.
- Riesgo de integración de las renovables en la red, tanto por problemas de evacuación por falta de desarrollo en la red, como por precios bajos (provocados por baja demanda, por ejemplo).
- Costes de servicios complementarios a satisfacer por las comercializadoras.
- Riesgo de diferencial de precios entre nodos o mercados.

En relación con las actividades de aprovisionamiento de gas, en 2025 el Grupo vendió gas natural en España y el Reino Unido a clientes finales a precios fijos, con incertidumbre asociada a la diferencia entre el precio de compra y el precio de venta a clientes. En Reino Unido también se vendió gas bajo la modalidad de precio variable *(SVT – Standard Variable Tariff)*, sujeto al precio máximo establecido por Ofgem. Además, el Grupo adquirió gas natural para su uso en centrales de ciclo combinado (CCGT) y cogeneración, con un riesgo limitado, dado que la indexación de los contratos de compra y venta de energía está fuertemente correlacionada.

Reseñar que las actividades complementarias de *trading* discrecional están limitadas solo a ciertos países, tienen un carácter reducido y su riesgo global está limitado a través de límites a las pérdidas, que no pueden nunca superar el 1% del Beneficio Neto consolidado previsto. IBERDROLA ha mantenido niveles bajos de sus actividades de *trading* discrecional en los últimos años.

a. España

El Grupo opera un portfolio de centrales de generación cuya energía se vende fundamentalmente a su amplia base de clientes, en forma de PPAs o comercialización minorista, operando a mercado (con la salvedad de las renovables acogidas al Real Decreto 413/2014). Se cuenta además con un negocio de comercialización regulada de gas y electricidad.

Riesgo de producción hidroeléctrica

A pesar de disponer el Grupo de una gran capacidad de almacenamiento de agua en sus embalses en España, el resultado anual depende, en gran medida, de las aportaciones anuales provenientes de las lluvias, si bien en el medio-largo plazo los años secos se compensan con los años húmedos.

Eólica y mini-hidroeléctrica

A la potencia eólica y mini-hidroeléctrica instalada por el Grupo antes de 2013 se le atribuyó un Régimen Retributivo Específico de acuerdo con la Ley 24/2013 y al Real Decreto 413/2014. Dicho régimen, a través de la combinación de ingresos de mercado y un complemento por MW, garantiza a las plantas una rentabilidad razonable antes de impuestos, que se estableció en el 7,398%. A finales de 2019 se aprobó el Real Decreto-ley 17/2019 por el que se extiende el valor de la rentabilidad razonable hasta el año 2031. Las instalaciones previas a 2004 y posteriores a 2014 cuentan con un complemento por MW nulo. Este complemento supone menos de un 12% de los ingresos totales de las instalaciones eólicas y mini-hidráulicas del Grupo en España.

Generación nuclear

En 2019 se acordó entre la Administración y los generadores nucleares un plan de cierre programado de las centrales nucleares españolas. Debido a la situación actual, la empresa ha considerado razonable solicitar en 2025 la extensión de la vida útil de las instalaciones nucleares que debían interrumpir su funcionamiento antes de 2030, lo que contribuiría a reducir el riesgo de suministro y apagones del sistema en su conjunto. Hasta el fin de su actividad las centrales nucleares están expuestas al riesgo de un aumento por parte de la Administración de las tasas para su desmantelamiento.

En relación con los riesgos operacionales de estas centrales, se ofrece información complementaria al respecto en el apartado 4.3.

Riesgo de precio de gas natural y CO2

En la situación de mercado actual, el precio de producción de las centrales de ciclo combinado define en gran medida el precio de la electricidad en España por ser el ciclo combinado la tecnología marginal necesaria para cubrir la demanda de electricidad.

Riesgo de demanda

Dada la situación actual del mercado, se considera que las variaciones de la demanda que podrían darse en el plazo de un año no cambian la tecnología marginal del mercado, aunque sí que podrían tener impacto en el precio del mercado. El precio viene fundamentalmente determinado por el coste de producción de las centrales de ciclo combinado (tanto cuando es la tecnología marginal con un peso del 15% en el mix de producción, como cuando su coste es la referencia para las ofertas de las renovables gestionables).

Una reducción moderada de la demanda a nivel nacional no tiene impacto en la producción prevista de las centrales nucleares, hidráulicas y eólicas del Grupo, debido la existencia de un mercado de electricidad obligatorio en España que garantiza el despacho eficiente de todas las tecnologías de producción.

Sin embargo, sí que existe un impacto cuando la reducción de demanda de electricidad puede suponer una reducción equivalente de las ventas minoristas del Grupo (y la pérdida de su margen correspondiente), mitigada por un cierto incremento de ventas de energía propia en el mercado mayorista. Este mismo efecto de pérdida del margen en las ventas minoristas se da en la demanda de gas.

b. Reino Unido

El Grupo está actualmente presente en el Reino Unido e Irlanda en el negocio de generación renovable (eólica terrestre y marina, solar y baterías) y comercialización de energía eléctrica y gas.

El grueso de los parques eólicos terrestres del Grupo actualmente en funcionamiento, así como la instalación eólica marina de West of Duddon Sands, fueron desarrollados bajo la legislación de *Renewables Obligation*. Conforme a dicha normativa el ingreso total obtenido se compone de un ingreso por el precio de la energía producida (a mercado) más otro por venta de los certificados renovables (ROCs) asociados.

La regulación del Reino Unido impone a las compañías comercializadoras unas obligaciones de entrega de ROC por MWh comercializado un 10% superiores a los ROCs de los que se prevé disponer anualmente, y determina el precio al que deben comprar las faltantes, lo que en la práctica supone establecer un precio de referencia al precio de los ROCs.

Para el caso de las instalaciones con puesta en marcha posterior al 1 de abril de 2017 (en el caso de los parques eólicos terrestres, los desarrollados a partir del 12 de mayo de 2016), el régimen de ingresos es mercado, salvo activos específicos que cuentan con PPAs con grandes clientes o que han optado por la modalidad de remuneración de contrato por diferencias *(Contract for Difference o CfD)*, que elimina el riesgo de mercado durante 15 años. Este es el caso de los parques eólicos marinos East Anglia 1 (en operación), East Anglia 2 y East Anglia 3 (ambos actualmente en construcción), así como nuevos parques eólicos terrestres (primer parque operativo en 2025).

Los precios fijos para los proyectos bajo la modalidad CfD son establecidos, proyecto a proyecto, a través de procesos de licitación pública. La contraparte que garantiza dicho precio, The *Low Carbon Contracts Company*, financia sus posibles pagos mediante la recaudación de una tasa impuesta a las compañías comercializadoras, en función de su cuota de mercado, por lo que el riesgo de crédito con dicha contraparte es prácticamente nulo bajo la regulación actual.

En relación con el negocio comercial, tras la entrada en vigor de la Domestic Gas and Electricity Act 2018, OFGEM publica los precios máximos que los comercializadores pueden cargar a los clientes finales bajo la modalidad *Standard Variable Tariff*. Estos precios máximos son revisados y actualizados trimestralmente, en línea con la metodología establecida en la legislación vigente.

Ante variaciones de la demanda el margen del Grupo IBERDROLA se ve afectado. En Reino Unido, el impacto de la temperatura sobre la demanda energética es importante, principalmente para los consumidores domésticos que utilizan gas para calentar sus hogares.

c. Estados Unidos

El Grupo IBERDROLA está presente en el negocio de generación en Estados Unidos a través de su filial AVANGRID, la cual cuenta con parques eólicos terrestres y plantas fotovoltaicas en operación, un activo *offshore* en construcción (Vineyard Wind 1) y un activo térmico de respaldo (Klamath).

AVANGRID tiene como objetivo asegurar mediante PPAs a largo plazo y operaciones financieras más de un 80% de su producción, para así reducir la volatilidad. A finales de 2025 aproximadamente un 86% de su producción para 2026 (excluyendo el volumen sin cobertura eficiente de mercado) estaba vendida a través de PPAs y otros acuerdos con una duración media de aproximadamente 10 años.

La cartera de proyectos eólicos marinos de Avangrid incluye el activo *offshore* Vineyard Wind 1, en construcción (806 MW, 50% de participación) y los desarrollos *offshore* de New England Wind:

- Vineyard Wind 1 (próximo a la finalización) recibió del BOEM *(Bureau of Ocean Energy Management)* una orden de paralización de 90 días a finales de diciembre de 2025, exceptuando trabajos de salud, seguridad y medio ambiente y una autorización para continuar operando a los niveles actuales. El 27 de enero de 2026 un juzgado del Distrito de Massachusetts levantó la orden de suspensión de los trabajos, permitiendo así reanudar la construcción.

- Avangrid está actualmente negociando un acuerdo de compra de energía para New England Wind 1 (791 MW) en relación con una adjudicación precedida de una solicitud de ofertas promovida por autoridades estatales. En un litigio todavía abierto el Gobierno Federal ha solicitado a un tribunal que devuelva los permisos clave de New England Wind a las agencias emisoras para su revisión.

d. Brasil

En Brasil, los activos hidráulicos, eólicos y solares propiedad de NEOENERGIA tienen contratos a corto y largo plazo con distribuidoras locales y también realizan operaciones de comercialización a corto y largo plazo con consumidores del mercado libre a través de la comercializadora de Neoenergia. En los contratos con distribuidoras, cualquier excedente o déficit en la producción contratada se liquida según el tipo y la estructura del contrato. Según el balance de producción (excedente o déficit), se requerirá la compra o venta de electricidad a precios de mercado.

Neoenergia cuenta con una central de ciclo combinado de gas de 550 MW en el estado de Pernambuco con un contrato de capacidad a largo plazo que expira en 2041, destinado a asegurar flexibilidad en la operación del sistema interconectado brasileño.

e. Internacional

Iberdrola Energía Internacional es la filial del Grupo IBERDROLA encargada de consolidar su presencia en mercados clave fuera de sus principales áreas de operación, como Francia, Alemania, Polonia, Grecia, Italia, Australia y Portugal, entre otros. Iberdrola Energía Internacional desarrolla actividades de producción (fundamentalmente de fuentes de energía renovables) y comercialización de electricidad. La compañía dispone de una amplia variedad de parques eólicos terrestres, parques eólicos marinos, instalaciones solares fotovoltaicas, sistemas de baterías, instalaciones híbridas y activos de respaldo, repartidas en los diferentes países en los que está presente.

Entre los proyectos en operación destacan por su relevancia los proyectos *offshore* en Alemania de Wikinger y Baltic Eagle. El primero cuenta con un contrato de largo plazo, mientras que el segundo cuenta con varios PPAs que aseguran unos ingresos fijos. En Francia, el Grupo cuenta con el parque eólico marino de Saint Brieuc en la Bretaña francesa, que cuenta con un contrato a largo plazo que asegura un ingreso mínimo durante 18 años vinculado a la evolución de los costes laborales y de los precios de producción de la industria en Francia.

Por lo que respecta a los activos de generación terrestres, en Australia, Italia, Polonia y parcialmente en Grecia y Portugal, existe exposición al precio de mercado. La exposición al precio de la energía y certificados verdes se mitigan mediante la venta con contratos a diversos plazos. En el resto de los países los regímenes de ingresos son fundamentalmente regulados, con ciertas variantes, pero sin exposición al riesgo de precio.

La sociedad cuenta con varios proyectos en construcción, entre los que destaca el parque eólico de Windanker, ubicado en el mar Báltico, con PPAs a largo plazo.

4.3 Riesgo operacional

El Grupo afronta riesgos de pérdidas económicas directas o indirectas ocasionadas por eventos externos o por errores o procesos internos inadecuados, o que pudieran afectar a la capacidad de dar una respuesta adecuada ante eventos de cualquier naturaleza que afecten a la continuidad de los procesos prioritarios.

El Grupo IBERDROLA está expuesto, entre otros, a los siguientes riesgos de naturaleza fundamentalmente operacional:

- los fallos tecnológicos, los errores humanos y la obsolescencia tecnológica;
- la operación de nuestros activos;
- Indisponibilidad de piezas de repuesto;
- la promoción y construcción de instalaciones (en particular extracostes y retrasos);
- sabotaje y/o terrorismo;
- el aprovisionamiento y la cadena de suministro, incluyendo además riesgos de concentración de proveedores en ciertos segmentos;
- errores en procesos;
- desastres naturales (entre otros, incendios) y pandemias;
- resiliencia operativa;
- los asociados a las operaciones en mercados

En relación con la actividad de promoción, el Grupo tiene importantes proyectos renovables y de redes en desarrollo en los diferentes países en los que opera. En el caso particular de los proyectos eólicos marinos cabe destacar que requieren de elevadas inversiones en esta fase que están sujetas a tramitaciones complejas, y que podrían acarrear el saneamiento de inversiones realizadas antes de la toma final de la decisión de inversión.

Dada la configuración de la cadena de valor del sector eléctrico, las actividades del Grupo IBERDROLA podrían verse afectadas por fallos en infraestructuras y equipos de terceros, como redes de transporte, plantas de generación de competidores, redes de comunicaciones, etc.

En relación a la cadena de suministro, el Grupo proactivamente fomenta el aseguramiento de los componentes y servicios esenciales para sus inversiones y operaciones mediante acuerdos marco y el cierre de contratos, apalancándose en su capacidad de compra. Por lo que respecta a los riesgos asociados a proveedores, estos se analizan en detalle ex ante, con visión holística, tal y como se recoge en el apartado “Políticas y procedimientos” del “Informe de actividad en Compras y Gestión de Proveedores 2024-2025”, disponible en la web corporativa.

El componente operacional de muchos de estos riesgos podría traducirse en el deterioro o la destrucción de las instalaciones del Grupo IBERDROLA y en pérdidas económicas, por un lado, y, por otro, en daños o perjuicios a terceros o al medio ambiente, con las consecuentes reclamaciones, especialmente relevantes en i) el caso de corte del suministro energético por incidentes en nuestras redes de distribución, y las posibles sanciones administrativas correspondientes y ii) las centrales nucleares en las que participa el Grupo en España.

Pese al carácter impredecible de muchos de esos factores, el Grupo IBERDROLA mitiga dichos riesgos realizando las inversiones necesarias, aplicando procedimientos y programas de operación y mantenimiento (soportados por sistemas de calidad), planificando una adecuada formación y capacitación del personal y, finalmente, contratando los seguros adecuados, tanto en el ámbito de los daños materiales como en el de la responsabilidad civil.

En relación con la protección aseguradora, el Grupo IBERDROLA dispone de programas de seguro de ámbito internacional para cubrir tanto el patrimonio (seguros de daños materiales, avería de maquinaria, lucro cesante y daños por catástrofes naturales) como las responsabilidades en las que pudiera incurrir por sus actividades (responsabilidad civil general, responsabilidad por riesgos medioambientales, etc.).

No obstante, el aseguramiento no elimina en su totalidad el riesgo operacional, ya que no siempre es posible, o interesante desde un punto de vista de eficiencia, trasladar el mismo en su totalidad a las compañías de seguros. Adicionalmente, las coberturas están siempre sujetas a ciertas limitaciones y, en ocasiones, a franquicias.

Riesgo operacional de centrales nucleares (España)

Uno de los principales riesgos operacionales de estas centrales es la indisponibilidad no programada (cubierta parcialmente a través de seguros de lucro cesante a partir de determinadas franquicias).

Por otra parte, destacar que las centrales nucleares están expuestas a riesgos específicos hacia terceros, derivados de su explotación y del almacenamiento y manipulación de materiales radiactivos. El alcance de dicha responsabilidad se establece en la Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos, cuya entrada en vigor con fecha 1/01/2022 fijó la responsabilidad de los explotadores de centrales nucleares en caso de accidente nuclear en 1.200 millones de euros. Dicha responsabilidad lleva aparejada la obligación de disponer de una protección financiera por el importe señalado y el alcance que se establece en la Ley, que en el caso del Grupo IBERDROLA se garantiza mediante la contratación de una póliza de seguro de Responsabilidad Civil Nuclear por instalación.

4.4 Tecnológico y seguridad integral

El Grupo afronta riesgos relacionados con la gestión y funcionamiento apropiado de las tecnologías de la información (IT) y las tecnologías operacionales (OT), así como i) motivados por la adopción de nuevas tecnologías, incluyendo Inteligencia rtificial, ii) la seguridad de instalaciones, activos físicos y sistemas de información, incluyendo ciberseguridad, y iii) el cumplimiento de la normativa relacionada (entre otras la de protección de datos). El Grupo cuenta con políticas específicas para estos riesgos.

Tecnológico

Esto abarca la infraestructura de IT como redes, servidores y aplicaciones, así como los sistemas OT que controlan y monitorizan los procesos industriales. Fallos en IT y OT pueden causar interrupciones operativas, ineficiencias y vulnerabilidades en la seguridad.

Seguridad física y ciberseguridad

Las sociedades del Grupo IBERDROLA son susceptibles de sufrir impactos negativos asociados a la protección de instalaciones, infraestructuras y personal contra amenazas físicas como vandalismo, sabotaje, terrorismo y robos. Fallos en la seguridad física pueden resultar en interrupciones del servicio, pérdidas económicas y daños a la reputación.

A su vez, son también susceptibles de verse afectadas por amenazas y vulnerabilidades de la información, sistemas de control o sistemas de información y comunicaciones del Grupo, así como cualquier consecuencia del acceso, el uso, la divulgación, la degradación, la interrupción, la modificación o la destrucción no autorizadas de información o sistemas de información, incluidas las consecuencias resultantes de un acto terrorista.

Los principales riesgos son:

- Los relacionados con la Tecnología de Operaciones (OT), tales como sistemas informáticos y de comunicación que se utilizan para gestionar las operaciones industriales (producción, gestión y distribución de energía) u otros procesos operativos, como por ejemplo los relacionados con la seguridad física (protección contra incendios, CCTV, centros de recepción de alarmas) o los edificios inteligentes (ascensores, climatización, etc).
- Los relacionados con las operaciones de soportadas por Tecnologías de la Información (IT), en especial aquellas acciones que impactan sobre la información de los mismos, que está bajo el paraguas de la regulación del Reglamento General de Protección de Datos (RGPD) en Europa y otros países y la información clasificada del Grupo.
- Otros riesgos sobre la ciberseguridad con impacto reputacional.

La Ciberinfraestructura de OT de la generación térmica y de las grandes centrales hidroeléctricas está configurada para controlar y administrar la operación de cada una de las centrales desde el Despacho Central de Operaciones (DCO) para España y para otros despachos propios de generación locales. El impacto potencial de un ciberataque podría llegar a poner en riesgo la generación y la seguridad de todo el sistema eléctrico del país.

La gestión operativa de los Negocios de Redes del Grupo se apoya en infraestructuras cibernéticas de supervisión y control de las redes físicas de transporte y distribución de electricidad y gas (con despachos ubicados en instalaciones propias del Grupo) y sus dispositivos de campo asociados. Estos dispositivos pueden ubicarse en las instalaciones del Grupo IBERDROLA (subestaciones, centros de transformación, otros) o en las localizaciones del cliente (contadores). El impacto potencial de un ciberataque podría llegar a poner en riesgo el suministro de energía en zonas completas de distribución propia del Grupo y/o en zonas limítrofes operadas por otros suministradores.

En el caso particular de los parques eólicos (terrestres o marinos) y las plantas fotovoltaicas, dichas instalaciones están conectadas a sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) que se comunican con los Centros de Control (CORE), desde los cuales se pueden monitorizar y controlar de forma remota dichas instalaciones. El impacto potencial de un ataque cibernético afectaría a dicha capacidad de control remoto, poniendo en riesgo la seguridad de la operación.

Estos riesgos se gestionan de acuerdo con los principios básicos definidos en la normativa interna que promueve el uso seguro de los sistemas de información y comunicación y otros activos cibernéticos, reforzando las capacidades de detección, prevención, defensa y respuesta con respecto a los posibles ataques.

El Grupo IBERDROLA actualmente cuenta con un seguro específico contra los riesgos cibernéticos, en los términos permitidos por el mercado de seguros, que se revisa y actualiza periódicamente en vista de la rápida evolución y la amplia variedad de riesgos cibernéticos.

Dentro del Grupo IBERDROLA se desarrollan planes de formación, concienciación y cumplimiento en Ciberseguridad y Protección de Datos para todos los profesionales que incluyen las normas, procedimientos, guías y riesgos en función del rol desempeñado por cada profesional. De forma específica, se realiza para los propietarios y gestores de las Ciberinfraestructura consideradas críticas y para el personal involucrado en la protección de la misma.

Los diferentes negocios en todo el Grupo han designado responsables específicos de ciberseguridad y definido planes y procesos para sus redes internas y ciberinfraestructura, alineados con el marco global del Grupo, pero adaptados a sus requisitos específicos.

El Grupo IBERDROLA cumple con la normativa local de protección de infraestructuras críticas en los países en los que opera. En el caso de España, nuestra planta nuclear de Cofrentes tiene los más altos requisitos de seguridad física y cibernética dentro del Grupo. Cuenta con un Plan de Ciberseguridad propio para cumplir con la Ley de Infraestructuras Críticas española (Ley 8/2011) y con el Consejo de Seguridad Nuclear, junto con sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC), y colabora en el intercambio de información a través del plan nacional de ciberseguridad.

Protección de datos

Desde el punto de vista de la actividad comercial, el Grupo IBERDROLA ha implementado un modelo global para garantizar el cumplimiento de las obligaciones vigentes en cada país. En el caso de Europa, el Grupo IBERDROLA está sujeto al RGPD. La Política de Protección de Datos Personales se implementa en cada una de las *subholdings* del Grupo, y se desarrolla a través de normas y procedimientos locales de protección de datos adaptados a la legislación pertinente en cada país.

4.5 Gobierno y sostenibilidad

El Grupo afronta riesgos derivados de un eventual incumplimiento de lo dispuesto por el Sistema de gobernanza y sostenibilidad (transparencia y buen gobierno, capital humano y social (incluye seguridad y salud), capital natural y cadena de valor sostenible), incluyendo la legislación contra la corrupción y el fraude.

Se trata en muchos casos de riesgos de naturaleza no estrictamente financiera a los que la comunidad inversora ha venido prestando atención creciente en los últimos ejercicios. El impacto de dichos riesgos, que son oportunamente reportados tanto interna como externamente, puede ser de diversa índole, tanto económica como reputacional.

Las secciones 8.2 y 8.3 del Informe Anual de Gobierno Corporativo 2025 de Iberdrola, S.A. ofrecen información sobre los sistemas de control relativos a los procesos de elaboración de la información financiera y no financiera del Grupo.

Bajo un enfoque de mejora continua, el Grupo cumple con la regulación europea en materia de *reporting* no financiero (Corporate Sustainability Reporting Directive -CSRD-) y los estándares aprobados para su implementación (Normas Europeas de Información de Sostenibilidad -NEIS-), con la intención de mejorar no solo su *reporting* (ver Estado de Información no Financiera (EINF) Consolidado e Información sobre Sostenibilidad 2025 del Grupo IBERDROLA), sino también sus procesos de identificación, medición y gestión de riesgos, oportunidades e impactos asociados a los siguientes estándares:

- NEIS E1 Cambio climático
- NEIS E2 Contaminación
- NEIS E3 Recursos hídricos y marinos
- NEIS E4 Biodiversidad y ecosistemas
- NEIS E5 Uso de los recursos y economía circular
- NEIS S1 Personal propio
- NEIS S2 Trabajadores de la cadena de valor
- NEIS S3 Comunidades afectadas
- NEIS S4 Consumidores y usuarios finales
- NEIS G1 Conducta empresarial

Debe destacarse que conforme a las NEIS no se ha identificado por parte del Grupo IBERDROLA ningún riesgo material de esta tipología, teniendo en cuenta las medidas de adaptación ya implantadas, con la excepción del riesgo asociado al impacto del incremento de eventos climáticos extremos que pudiera afectar a los activos de redes, en un análisis a largo plazo (para el horizonte temporal 2041-2060) y en los escenarios de mayores emisiones.

Se ofrece a continuación información de detalle sobre dichos riesgos de cambio climático, así como de los riesgos de cumplimiento y aprovisionamiento.

Cadena de valor sostenible

El Grupo IBERDROLA ha incorporado en su modelo de gestión de proveedores y en su procedimientos y proceso de compras mecanismos y controles para garantizar la implementación interna eficaz de los programas de mejora de sostenibilidad de sus proveedores, así como para identificar y mitigar los riesgos e impactos materiales potenciales resultantes de las actividades de suministro. Las herramientas y procesos implantados permiten gestionar de forma eficiente este programa y poder evaluar los posibles riesgos de sostenibilidad y, en consecuencia, planificar medidas correctivas para garantizar un desempeño sólido en materia de sostenibilidad a lo largo de la cadena de suministro. Además, se procede, de forma periódica, a la revisión del referido programa, tal y como se explica en detalle en el “Informe de actividad en Compras y Gestión de Proveedores 2024-2025”, disponible en la web corporativa.

Cambio climático

El cambio climático es un riesgo sistémico y global. Las empresas deben contribuir a luchar contra este riesgo a través de acciones de mitigación, reduciendo sus emisiones y descarbonizando su modelo de negocio, y además actuando frente a los impactos derivados del cambio climático, mejorando su adaptación y resiliencia.

El cambio climático engloba diversos riesgos (algunos de los cuales pueden tener impactos crecientes a largo plazo), que en mayor o menor medida puede considerarse que no son riegos nuevos para el sector. El cambio climático acelera riesgos ya existentes en el catálogo de riesgos del Grupo IBERDROLA (ver “Bases generales de control y gestión de riesgos del Grupo Iberdrola”). IBERDROLA clasifica los riesgos de cambio climático en:

- **Físicos**, asociados a posibles impactos materiales sobre las instalaciones derivados de cambios en el clima (aumento de las temperaturas, subida del nivel del mar, variación del régimen de precipitaciones, aumento de los fenómenos meteorológicos extremos en frecuencia y en intensidad, etc.). Se distinguen en esta categoría entre riesgos agudos o puntuales y riesgos crónicos.
- **De transición**, asociados a todos los riesgos que pueden aparecer en el proceso progresivo de descarbonización global, tales como cambios regulatorios, de mercado, tecnológicos, reputacionales, denuncias, variaciones de la demanda, coste de seguros, deterioro crediticio de contrapartes, etc.

La identificación, análisis y gestión de los riesgos derivados del cambio climático en el Grupo IBERDROLA se aborda con un enfoque multidepartamental, en el que colaboran tanto funciones corporativas como negocios. El Grupo IBERDROLA dispone de un sistema integral de riesgos que reconoce la naturaleza transversal de los riesgos de cambio climático y su peculiar horizonte temporal.

IBERDROLA afronta los riesgos de cambio climático desde una posición favorable, ya que cuenta con:

a Una amplia experiencia en gestión de riesgos acelerados por el cambio climático, tanto físicos como de transición.

b Solidez financiera

c Un negocio diversificado (desde el punto de vista de negocio, geográfico y tecnológico), focalizado en los negocios de redes y generación no emisora.

IBERDROLA viene trabajando desde hace años en la aplicación de las recomendaciones de la iniciativa Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) impulsada por el Financial Stability Board. que han influido en regulaciones de todo el mundo sobre divulgación financiera relacionada con el clima, entre ellas la NEIS 1.

La Nota 6 de los estados financieros consolidados del Informe Financiero Anual 2025 ofrece información al respecto sobre la consideración de este riesgo en la elaboración de las cuentas del Grupo.

Riesgos de transición

Los principales riesgos de transición, como los regulatorios o de mercado, precisan, para su gestión, de enfoques generalmente nacionales. El posicionamiento estratégico de Grupo, como consecuencia de su foco inversor en energías renovables y redes, lo coloca en una situación favorable para afrontar estos riesgos. Se considera que las oportunidades que se derivan de la descarbonización de la economía global (crecimiento en renovables, inversiones/desarrollo de redes de transporte y distribución, mayor demanda de centros de datos, almacenamiento, electrificación del transporte y de usos energéticos en edificios y en la industria...) son superiores a los riesgos.

Por lo que respecta a las actividades emisoras, IBERDROLA cuenta con un plan aspiracional para reducir de manera ambiciosa sus emisiones a futuro.

Riesgos físicos

Estos riesgos son específicos de cada emplazamiento, progresivos, asociados a cada tecnología y a plazos relativamente largos, si bien, como en el caso concreto de los fenómenos meteorológicos extremos, el incremento de su frecuencia e intensidad pueden percibirse ya en el corto plazo.

IBERDROLA monitoriza y gestiona los riesgos físicos derivados del cambio climático mediante un proceso de mejora continua, que integra el análisis de la ciencia del clima, la experiencia operativa de los equipos y su aplicación a los procedimientos habituales de la compañía.

Es importante reseñar que a la elevada incertidumbre asociada a las proyecciones climáticas globales a largo plazo para estas variables se une la necesidad de particularizar el impacto en las localizaciones específicas de nuestros activos.

El Grupo cuenta con elementos mitigantes tales como:

- Cobertura regulatoria en el negocio de Redes
- Diversificación (desde el punto de vista de negocio, geográfico y tecnológico)
- Cobertura de seguros para eventos de naturaleza
- Renovación progresiva de los activos del Grupo: el hecho de que los impactos de los riesgos físicos crónicos sean fundamentalmente a largo plazo hace que, en gran parte, serán los futuros activos del Grupo los que soporten los impactos más severos, y no los actuales.
- Consideración del cambio climático en la toma de decisiones de nuevas inversiones. Las Directrices de Inversiones del Grupo establecen la necesidad de llevar a cabo un análisis de los riesgos de nuevos activos en fase final de decisión de inversión, incluyendo los asociados al cambio climático.
- Medidas ya implementadas en activos operativos, como especificaciones de diseño en generación (ej: cimentaciones) y redes (ej: soterramiento de líneas, especificaciones de diseño, mallado de red, gestión de la vegetación …), digitalización, etc.

Normas Europeas de Información de Sostenibilidad (NEIS)

La NEIS E1 aborda los riesgos relativos al cambio climático. Para más información sobre escenarios, metodología y resultados se puede consultar el Estado de Información no Financiera (EINF) Consolidado e Información sobre Sostenibilidad 2025. Debe reseñarse que el ejercicio de análisis de riesgos de cambio climático llevado a cabo ha consistido fundamentalmente en la identificación, a diversos horizontes temporales y en diferentes escenarios de emisiones, de los activos y/o actividades del Grupo con riesgo material ante diferentes amenazas climáticas.

Sistema de Cumplimiento. Medidas contra el fraude y la corrupción

Las sociedades del Grupo IBERDROLA cuentan con sistemas de cumplimiento, que integran el conjunto de normas, procedimientos formales y actuaciones materiales que tienen por objeto i) garantizar su actuación conforme a los principios éticos, a la legalidad y a la normativa interna, en particular, al Sistema de gobernanza y sostenibilidad, ii) coadyuvar a la plena realización del Propósito y Valores del Grupo IBERDROLA y del interés social, así como iii) prevenir, gestionar y mitigar el riesgo de incumplimientos normativos y éticos que

puedan ser cometidos por los administradores, los profesionales o los proveedores de aquellas.

Uno de los elementos principales de los sistemas de cumplimiento es la existencia de un proceso de identificación y evaluación periódica y continua de los riesgos en materia de cumplimiento, que tiene como finalidad establecer las medidas necesarias para neutralizarlos o mitigarlos en función de su probabilidad y la gravedad o severidad de sus consecuencias.

Dentro de los mapas de riesgos de las distintas sociedades del Grupo se encuentra identificado el riesgo de fraude y corrupción. Las medidas que se toman para su control y mitigación están detalladas en el apartado 5 del “Informe de Transparencia del Sistema de cumplimiento de las sociedades del Grupo IBERDROLA”.

4.6 Estratégicos, regulatorios, fiscal y legal

El Grupo afronta riesgos asociados al entorno macroeconómico, geopolítico y social, así como los provenientes de cambios regulatorios o en la normativa fiscal. Esta categoría incluye también riesgos asociados a la estrategia de la compañía, como decisiones de inversión y desinversión, o motivados por el entorno competitivo, así como litigios y arbitrajes con terceras partes.

Riesgo regulatorio

Los negocios del Grupo IBERDROLA están sujetos a leyes y normas sobre las tarifas de los negocios regulados y otros aspectos de sus actividades en cada uno de los países en los que actúan. La introducción de nuevas leyes y normas o modificaciones a las vigentes pueden afectar negativamente al Grupo.

En el caso de los negocios de redes los principales riesgos se recogen en el apartado 4.2.1. En los negocios de Generación y Clientes destacan los riesgos de i) intervención en el funcionamiento de los mercados mayoristas, ii) modificación o eliminación de tarifas, primas e incentivos a las renovables, iii) imposición o aumento de tasas a la venta de energía y para la gestión de residuos nucleares, iv) cambios en los términos económicos de reversión de concesiones (en especial centrales hidráulicas) y v) otras obligaciones (ej: medidas anti pobreza energética, precios máximos regulados en el Reino Unido, etc.).

El Anexo II de este informe financiero anual recoge las novedades regulatorias más relevantes acaecidas en 2025 en los principales mercados en los que opera el Grupo.

El impacto en la economía mundial de incertidumbres geopolíticas podría conllevar medidas por parte de las diversas administraciones que pudiera tener impacto en tipos de interés, tipos de cambio, inflación, precios de energía, commodities, mercados energéticos, tasas impositivas y cadena de suministro.

Riesgo país

Las principales operaciones del Grupo IBERDROLA están concentradas en España, Reino Unido, Estados Unidos y Brasil, países de riesgo bajo o moderado, cuyas calificaciones crediticias a 31 de diciembre de 2025 eran las siguientes:

País	Moody´s	S&P	Fitch
España	A3	A+	A
Reino Unido	Aa3	AA	AA-
Estados Unidos	Aa1	AA+	AA+
Brasil	Ba1	BB	BB

El Grupo IBERDROLA mantiene también una presencia relevante en países tales como Alemania, Francia, Australia y Portugal. La presencia en países distintos a los anteriores no es significativa a nivel de Grupo desde un punto de vista económico.

Todas las actividades del Grupo IBERDROLA están expuestas, en mayor o menor medida y en función de sus características, a los riesgos inherentes al país en el que se desarrollan:

a Imposición de restricciones monetarias y/o al movimiento de capitales.

b Cambios en el entorno mercantil y de políticas administrativas.

c Crisis económicas, inestabilidad política y disturbios sociales que afecten a las actividades, o bien de forma directa (impactando a los activos productivos del Grupo) o indirecta (por ejemplo, afectando a la capacidad de importación de componentes o materias primas o bien por localización de fábricas de proveedores).

d Nacionalización o expropiación de activos.

e Transferencia y convertibilidad de divisas.

f Cancelación de licencias de operación.

g Terminación anticipada de contratos con la administración.

h Cambios de tipos impositivos en tasas e impuestos y/o nuevos impuestos, incluidos los aranceles.

i Deterioro de los ratings soberanos, con incremento asociado de las primas de riesgo país.

Legales

Las sociedades del Grupo IBERDROLA son parte de ciertas disputas judiciales y extrajudiciales dentro del curso ordinario de sus actividades, cuyo resultado final es generalmente incierto. Un resultado adverso, o un acuerdo extrajudicial de estos u otros procedimientos en el futuro, podrían tener un impacto económico negativo y afectar a nuestra reputación. Conforme a la práctica habitual se han dotado las correspondientes provisiones, en virtud de la opinión de los asesores legales del Grupo (ver Nota 28).

Para una descripción más detallada de los asuntos más relevantes en curso se pueden consultar las Notas 11 y 45 de las Cuentas anuales consolidadas.

Adicionalmente el Grupo está actualmente involucrado en varios proyectos de construcción de gran envergadura, que implican complejas relaciones contractuales con numerosos contratistas. En ese contexto el Grupo ha recibido comunicaciones por parte de diversas contrapartes reclamando extensión de plazos o aumentos de coste. Aunque se está participando activamente en procesos de negociación, el resultado de estas reclamaciones (de carácter no litigioso aún) es incierto, no habiéndose dotado provisiones al respecto.

Estrategia de inversiones

Existe riesgo de que el Grupo no identifique oportunidades de adquisición adecuadas ni obtenga la financiación necesaria, y también que las operaciones resulten menos rentables de lo previsto. Además, podrían aflorar pasivos ocultos y fallos en la integración de las compañías. El Grupo podría también acometer inversiones orgánicas en mercados y productos nuevos que no cumplieran las expectativas iniciales de rentabilidad.

Por último, el Grupo podría no ser capaz de ejecutar, en términos de coste y plazo, el importante plan de inversiones anunciado.

Riesgo fiscal

La “Política fiscal corporativa” (disponible en la web del Grupo) recoge la estrategia fiscal de la Sociedad. Las Notas 35, 45 y 46 de este informe financiero anual consolidado ofrecen información adicional al respecto.

5. Circunstancias importantes ocurridas tras el cierre del ejercicio

Los hechos posteriores al cierre del ejercicio se describen en la Nota 51 de la Memoria.

6. Actividades de investigación y desarrollo

Iberdrola es hoy un líder energético global gracias a una estrategia de innovación que impregna todas sus unidades de negocio y áreas de actividad, y que le ha permitido anticiparse durante más de dos décadas a la transición energética. La innovación es una variable estratégica para garantizar un modelo energético más electrificado, seguro, sostenible y eficiente, y constituye uno de los principales motores de creación de valor a largo plazo del Grupo.

Gracias a este compromiso continuado, Iberdrola ha sido reconocida por quinto año consecutivo como la utility privada que más invierte en I+D a nivel mundial, según la Comisión Europea, un liderazgo sustentado en el talento, la experiencia y el compromiso de más de 40.000 profesionales en más de 40 países.

Durante 2025, el Grupo invirtió en I+D+i un total de 425 millones de euros, un 6% más que en 2024. Esta inversión se articula a través de un modelo de innovación abierto, descentralizado y global, apoyado en un amplio ecosistema de universidades, centros tecnológicos, startups y proveedores.

La estrategia de I+D+i de Iberdrola se estructura en torno a tres grandes ejes de innovación, alineados con los vectores clave de la transformación del sector energético:

- **Tecnología e Innovación: Proyectos.** Impulsamos la tecnología y la innovación aplicadas a los proyectos del negocio para mejorar la eficiencia, acelerar la integración de las energías renovables y el almacenamiento, avanzar hacia redes eléctricas más flexibles y digitales, y apoyar la electrificación sostenible de la demanda.
- **Ecosistema de innovación abierta.** Fortalecemos un ecosistema de innovación abierta que conecta a Iberdrola con universidades, startups, proveedores y otros agentes, promoviendo la colaboración, el desarrollo tecnológico y la generación de nuevos modelos de negocio.
- **Cultura de innovación**. Desarrollamos una cultura de innovación transversal basada en la formación continua, el talento interno, el intraemprendimiento y el reconocimiento de las prácticas innovadoras dentro de la organización y en colaboración con el ecosistema externo.

Este enfoque integral permite transformar la innovación en impacto real, acelerar la transición energética y reforzar el liderazgo global de Iberdrola en sostenibilidad e innovación.

En 2025, el Iberdrola Innovation Middle East, centro global de I+D e Innovación en Catar, ha continuado avanzando en soluciones de digitalización e Inteligencia Artificial para el sector energético. Entre sus principales desarrollos se encuentran el análisis de la producción renovable, el dimensionamiento de sistemas híbridos con baterías, la mejora de la planificación de redes mediante IA, la predicción de fallos y precios, la estimación de la flexibilidad de la demanda, la evaluación de la estabilidad del sistema y la operación óptima de baterías, además de la automatización de procesos de interconexión. Estas actividades se apoyan en equipos multidisciplinares, una red de colaboradores, su laboratorio y su centro de computación. Asimismo, en 2025 se ha creado East-West Digital, empresa centrada en soluciones de IA para el sector energético bajo un modelo SaaS (Software as a Service), que complementa las capacidades del centro.

Algunas de las iniciativas innovadoras, clasificadas según grandes áreas son:

6.1 Energía Sostenible

En el área de la eólica y fotovoltaica terrestre

En 2025, la innovación en eólica y fotovoltaica terrestre se ha orientado a mejorar la eficiencia de los activos en operación, optimizar procesos y reforzar la digitalización. Se ha continuado el desarrollo de técnicas Big Data e Inteligencia Artificial en el sistema de predicción MeteoFlow para optimizar la producción renovable, incorporando modelos de Deep Learning para mejorar la predicción ante fenómenos extremos y la predicción estacional de producciones, temperaturas y precipitaciones. Estos avances se han integrado en el proyecto METEORENDI, con resultados muy positivos. Asimismo, ha continuado el proyecto WINDTWIN, enfocado al desarrollo de estrategias avanzadas de control de parques y turbinas, modelos predictivos de demanda y precio de la energía y soluciones de mantenimiento predictivo.

En relación con el recurso eólico, el proyecto SMARTMODEL ha avanzado en la definición de metodologías para la hibridación de parques eólicos operativos y en desarrollo con fotovoltaica, incorporando baterías. En paralelo, se ha trabajado en el análisis del efecto bloqueo mediante computación en la nube, en la mejora de la calibración de mapas eólicos y en el desarrollo de metodologías de cálculo de eficiencia de turbinas. En el ámbito solar, se ha progresado en metodologías y herramientas para analizar el comportamiento de plantas fotovoltaicas, incluyendo el estudio de pérdidas de producción por ensuciamiento y el análisis de diferencias entre mediciones satelitales y observaciones in situ. Destaca también la finalización del proyecto NEXT GEMS, financiado por Horizon 2020, que ha aplicado computación HPC y modelos Earth-system a estas líneas de trabajo.

En el área de mantenimiento, se ha continuado el desarrollo del sistema ASPA, basado en modelos digitales de turbinas mediante IA, junto con nuevas herramientas para el reconocimiento automatizado de defectos en palas. En mantenimiento civil, destacan los trabajos de monitorización estructural mediante drones, sensores de movimiento y células de carga, así como el análisis de cimentaciones mediante auscultaciones e inspecciones visuales. Asimismo, se han reforzado los desarrollos basados en modelos FEM y aerolásticos para mejorar la confiabilidad de los aerogeneradores, en el marco de los proyectos VIDAEROGEN y NEWPREDICT.

En el ámbito fotovoltaico, ha finalizado el proyecto ECOSIF y se ha iniciado SOLID, ambos financiados por la AEI, orientados a la optimización de estructuras soporte de paneles. Por su parte, SOLID desarrollará una estrategia innovadora de diseño y operación de plantas fotovoltaicas orientada a maximizar su eficiencia y rentabilidad a lo largo de todo su ciclo de vida, mediante el uso de nuevos modelos numéricos de simulación de las estructuras soporte.

Respecto a la integración en red, se han desarrollado soluciones para proyectos de hibridación, incluyendo modelos de vertido en distintos escenarios y arranque black start con baterías, así como avances en la modelización de oscilaciones inter-área en sistemas eléctricos. En este ámbito, el proyecto PERAL, financiado por la AEI, continúa desarrollando nuevas estrategias de control de tensión.

En el área de la energía hidroeléctrica

En el ámbito de la generación hidroeléctrica, las actividades de innovación en 2025 se han orientado a facilitar la integración en red de la generación renovable intermitente mediante el incremento de la capacidad de almacenamiento estacional y gestionable a través de nuevos proyectos de bombeo. Durante el año se han realizado estudios geotécnicos avanzados en el marco del proyecto RIVERSIBLE. En este sentido, destacan la finalización con éxito de los proyectos HYDROSES y AVANHID, financiados por la AEI, y la continuidad del proyecto SHERPA, financiado por Horizon Europe, cuyo objetivo es ampliar el rango operativo de las centrales hidráulicas incorporando caudales por debajo del mínimo técnico, sin comprometer su vida útil, viabilidad económica ni impacto ambiental y social. En el ámbito de biodiversidad, continúa el proyecto KANTAURIBAI, financiado por el programa LIFE, orientado a mejorar la conectividad fluvial mediante infraestructuras para el remonte de especies salmónidas.

En el área de la eólica marina

En el área de la energía eólica marina, y en particular de la eólica marina flotante, el centro de excelencia de renovables (CoE) ha desarrollado soluciones digitales para *offshore* orientadas a la planificación de trabajos, la coordinación del tráfico marítimo y la gestión de la capacitación del personal, en el marco del proyecto NOFFWIND. Asimismo, ha finalizado el proyecto MEGAWIND, centrado en el análisis de uniones soldadas en cimentaciones *offshore*, y ha comenzado el proyecto INNOTEC, financiado por el Gobierno Vasco, que investiga sistemas avanzados de protección anticorrosiva dúplex, que combinen recubrimientos de zinc puro con acabados orgánicos para estructuras metálicas marinas. Ha continuado también el proyecto RENOTWIN, orientado al desarrollo de tecnologías de gemelos digitales para activos renovables eólicos e hidráulicos.

En relación a nuevas líneas de trabajo

Iberdrola continúa generando conocimiento en nuevas tecnologías y líneas de desarrollo como la fotovoltaica flotante y el agrovoltaísmo, investigando soluciones específicas para distintos cultivos y aplicaciones ganaderas, así como en la definición de estrategias de repotenciación de parques eólicos. En paralelo, a través del centro de excelencia de renovables, se ha desarrollado una intensa actividad innovadora mediante pruebas de concepto orientadas a la digitalización de procesos. Destaca la herramienta Antares para la gestión integral de proyectos y oportunidades de nuevos activos a lo largo de todo su ciclo de vida, basada en IA, Big Data y machine learning e incorporando metodología BIM. Parte de estos desarrollos se han integrado en los proyectos RENOGLOBAL, DIGIAREN y APPSOLARFV. Asimismo, se han reforzado las actuaciones en ciberseguridad y formación mediante el desarrollo de una plataforma web para centralizar la documentación de las aplicaciones de Operación y Mantenimiento y de Precomercial de Renovables.

Además, destacan las siguientes iniciativas:

En Estados Unidos, continúan los avances en el desarrollo y despliegue de proyectos renovables e iniciativas de innovación. En el ámbito de la energía solar, se ha puesto en marcha un proyecto piloto en las plantas Pachwaywit y True North para evaluar el uso de materiales reflectantes bajo paneles solares bifaciales, con resultados positivos en el incremento de la producción energética y la optimización de la gestión de la vegetación. Asimismo, en 2025 se inició la operación del proyecto solar Powell Creek, con una capacidad de 202 MWdc, que aportará nueva capacidad para abastecer a unos 30.000 hogares y respaldar el crecimiento de la demanda eléctrica asociada a la electrificación, la industria y los centros de datos. Adicionalmente, se ha desarrollado un proyecto piloto con la startup Tyba para probar una plataforma avanzada de modelización de almacenamiento energético, que permite mejorar la evaluación y priorización de proyectos de baterías en distintos mercados eléctricos, reforzando la toma de decisiones estratégicas mediante un enfoque basado en datos. Entre los parques en construcción destaca Vineyard Wind, el primer parque eólico marino a escala comercial del país, que permitirá evitar la emisión de más de 1,6 millones de toneladas de CO_2 al año.

En Reino Unido, la innovación se centra en implantar tecnologías que permitan desarrollar proyectos eólicos de forma más eficiente y contribuir a la descarbonización de la red, apoyándose en el desarrollo tecnológico y la colaboración con socios externos y la cadena de suministro. Durante 2025, el negocio de Renovables ha alcanzado un hito relevante con la implantación del primer Sistema de Iluminación con Detección de Aviación (ADLS) en un parque eólico del Reino Unido, prueba piloto que facilitará el futuro despliegue de esta tecnología en el país. En el ámbito de la eólica marina, ScottishPower centra sus prioridades de innovación en el despliegue de tecnologías de turbinas y cimentaciones de nueva generación, la mejora de la integración en red mediante soluciones avanzadas y la reducción de costes a través de la automatización, la robótica y el mantenimiento predictivo basado en Inteligencia Artificial. Asimismo, la compañía participa activamente en iniciativas sectoriales como Carbon Trust y Offshore Renewable Energy Catapult, colabora con universidades para impulsar la investigación y el desarrollo de capacidades y trabaja con pymes a través de programas de aceleración y pruebas de tecnología, fortaleciendo así la cadena de suministro y fomentando una innovación inclusiva y colaborativa en el sector.

En Brasil, en 2025, Neoenergia inauguró el proyecto Noronha Verde, que busca transformar el archipiélago de Fernando de Noronha en la primera isla oceánica habitada de América Latina con un modelo energético sostenible. La iniciativa permitirá que el 85% de la generación de energía de la isla sea limpia y renovable. Está prevista la instalación de más de 30 mil paneles solares integrados a sistemas de almacenamiento por baterías, garantizando 22,8 MW de potencia de generación y 49 MWh de capacidad de almacenamiento. Aún en el archipiélago, destaca la entrada en operación de una planta fotovoltaica flotante en el Açude do Xaréu, con capacidad instalada de 622 kWp, cuya energía generada se destinará principalmente a la desalinización de agua para abastecimiento de la isla.

En Australia, Iberdrola ha lanzado el Battery Revenue Optimiser, un nuevo producto minorista que permite a los propietarios de sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) maximizar sus ingresos mediante la participación directa y optimizada en el mercado spot de electricidad. La solución combina herramientas de optimización y señales de mercado para decidir los momentos óptimos de carga y descarga de las baterías, ofreciendo mayor flexibilidad operativa y nuevas oportunidades de ingresos. Asimismo, se ha alcanzado un hito relevante al completar el primer proyecto en el que se instalaron paneles solares en un tejado sin necesidad de tornillos ni perforaciones, mediante un sistema de montaje completamente no invasivo que reduce el impacto estructural y los tiempos de instalación. Además, se encuentran en fases finales de entrega de una solución pionera de montaje por lastre para paneles solares en cubiertas, ampliando las opciones técnicas para la implantación de fotovoltaica en entornos urbanos e industriales.

En México, se ha completado la primera fase del Centro de Operación de Recursos Energéticos de México (COREX), que centraliza la supervisión de instalaciones térmicas y habilita la monitorización y operación remota de activos renovables. Este avance refuerza la eficiencia operativa, la digitalización y el control centralizado del negocio. La fase inicial incluyó la instalación de infraestructura y el desarrollo de la monitorización centralizada. La fase 2 incorporará un sistema SCADA centralizado para operar directamente todas las instalaciones renovables desde el COREX.

En el área nuclear, se ha continuado avanzando en la integración de herramientas y procesos digitales orientados a mantener los elevados niveles de seguridad, fiabilidad y eficiencia de las centrales nucleares, reforzando la transformación digital. En esta línea, destacan la digitalización de las órdenes de trabajo y la utilización de realidad aumentada para la asistencia en maniobras específicas y el entrenamiento del personal en operaciones de mantenimiento a realizar en áreas inaccesibles durante la operación normal. Asimismo, se ha implantado un gemelo digital de la Central Nuclear de Cofrentes que analiza en tiempo real la eficiencia y el comportamiento de los equipos y sistemas del secundario de la planta. Durante la recarga de combustible realizada en octubre, se ha incorporado combustible nuclear de diseño Westinghouse Optima 3, una evolución innovadora del combustible para centrales de agua en ebullición, centrada en la confiabilidad, eficiencia y rendimiento económico del ciclo de combustible. Además, han continuado los trabajos asociados a la construcción del edificio de Tratamiento de Residuos Metálicos y a la ampliación del Almacén Temporal Individualizado.

6.2 Soluciones de flexibilidad para el sistema eléctrico

En el área de almacenamiento, han continuado los estudios de soluciones con distintas tecnologías, destacando la conceptualización de proyectos de baterías en el proyecto GESTIONREN y el avance del proyecto ATENA+, financiado por Horizon Europe, centrado en baterías de sodio para sistemas hibridados y stand-alone. Asimismo, han continuado los estudios de hibridación de plantas en el proyecto APPSOLARFV. Asimismo, se ha progresado en el desarrollo de 6 proyectos de baterías hibridadas con instalaciones fotovoltaicas, así como en el desarrollo de una cartera de 10 nuevos proyectos de baterías hibridadas con instalaciones eólicas y fotovoltaicas. Estas iniciativas permiten mejorar la gestionabilidad de la producción renovable, optimizar los vertidos y reforzar la flexibilidad del sistema en distintos escenarios de operación. Adicionalmente, se continúa trabajando en una cartera de 9 proyectos de baterías stand alone (sistemas de almacenamiento autónomos), que operan de manera independiente a las instalaciones de generación.

En el área de generación térmica, y en lo que respecta a la tecnología de Ciclos Combinados, se ha continuado en 2025 con la línea de trabajo de los últimos años, profundizando en la transformación digital y adaptando las centrales a los nuevos escenarios de operación con bajas emisiones contaminantes, así como a las crecientes exigencias de eficiencia, flexibilidad y rapidez de respuesta. En este sentido, se colabora con la Universidad de Zaragoza (LIFTEC) en el proyecto NeoCC, cuyo objetivo es desarrollar soluciones tecnológicas innovadoras para mejorar de forma significativa los procesos de arranque y las estrategias de operación de los ciclos combinados. Durante el ejercicio, el proyecto ha alcanzado un alto grado de desarrollo y avance en su implantación, previéndose su puesta en marcha en 2026. Paralelamente, el proyecto Kairós ha consolidado su herramienta de optimización de arranques, incorporando funcionalidades avanzadas para la gestión de casaciones energéticas y configuraciones operativas complejas. Estos desarrollos han permitido mejorar la eficiencia, reducir costes y emisiones, y aumentar la flexibilidad operativa, contribuyendo de forma tangible a la sostenibilidad y competitividad de las instalaciones en un ejercicio que ha batido el récord histórico de arranques de la flota, con más de 1.450 arranques en 2025.

El área de gestión de la energía, en 2025, se consolida como un pilar clave para integrar elevados volúmenes de energías renovables, mediante la incorporación de recursos flexibles, el desarrollo de modelos de negocio innovadores y una intensa digitalización de las operaciones, apoyada en tecnologías avanzadas, Inteligencia Artificial y ciberseguridad.

En el área de gestión de recursos de generación y demanda distribuidos, un elemento esencial para alcanzar una alta penetración renovable, la Central Eléctrica Virtual (Virtual Power Plant, VPP) continúa avanzando en la integración de activos, con especial foco en el diseño de servicios de agregación que permitan una participación eficaz en el mercado eléctrico, como el servicio de respuesta activa de la demanda (SRAD). En este ámbito destaca el proyecto FLEXIDERMS, orientado al desarrollo de un nuevo modelo de negocio que ponga en valor la flexibilidad de los clientes mediante un sistema inteligente de gestión de recursos energéticos distribuidos (DERMS), optimizando de forma agregada la gestión de los prosumidores en forma de VPPs.

En el marco del desarrollo y adaptación de soluciones sostenibles al sistema energético, y dentro de las ayudas a proyectos de colaboración público-privada promovidas por la Agencia Estatal de Investigación, en 2025 se han cerrado los proyectos DEFINER y AVANHID. El proyecto DEFINER centrado en el desarrollo de una herramienta para la gestión flexible de la demanda eléctrica en mercados con alta penetración de renovables, mientras que AVANHID ha abordado el modelado, control e integración optimizada de sistemas avanzados de generación hidroeléctrica. Asimismo, se ha continuado trabajando en los proyectos ONE SYSTEM, para el desarrollo de un modelo de simulación de los vectores electricidad, gases descarbonizados e hidrógeno verde, y PERAL, orientado al diseño de estrategias unificadas de control de tensión integrando generación, almacenamiento, demanda flexible y autoconsumo. Se ha participado además en la culminación del proyecto ATMOSPHERE, financiado por el CDTI, orientado a investigar tecnologías aplicadas a equipos críticos en plantas de hidrógeno verde, con el objetivo de reducir los costes de inversión y operación.

A nivel europeo, continúa la participación en los proyectos BeFlexible y FEDECOM, en el marco de Horizon Europe, enfocados al desarrollo de mercados de flexibilidad y a la integración inteligente de electrolizadores en el sistema eléctrico. Paralelamente, se ha intensificado la digitalización de las operaciones, especialmente en el Despacho Central, destacando la implantación de nuevas plataformas y modelos para la operativa intradiaria, la optimización de baterías, el trading algorítmico y el control automático de generación, así como mejoras en los sistemas de control para responder a los requerimientos de Red Eléctrica de España.

Todo ello se apoya en el desarrollo de modelos de Inteligencia Artificial bajo el estándar ISO 42001 y en el refuerzo de la ciberseguridad, con procesos certificados según ISO 27001. Finalmente, se mantiene el liderazgo en el diseño de mercados de capacidad y en la I+D+i orientada a servicios de flexibilidad y optimización del almacenamiento.

6.3 Soluciones verdes- nuevos productos y servicios

Nuevas iniciativas para la mejora de la experiencia de cliente

En el área digital, trabajamos en mejorar la experiencia del usuario a través de todos los canales: web pública, landings, app de clientes, app de recarga pública y área privada.

Destaca el lanzamiento de un nuevo buscador inteligente de la mano de la Inteligencia Artificial de AWS con el fin de mejorar las ratios de respuesta ofrecidos en la web. Se ha desarrollado también un algoritmo que calcula en tiempo real y a futuro la producción solar o la eficiencia energética de soluciones como la aerotermia, a través de la app clientes.

Nuevos productos y funcionalidades

- A través de *Smart Solar*, impulsamos el autoconsumo como una herramienta clave para avanzar hacia un sistema energético más descentralizado, eficiente y sostenible, promoviendo la participación activa de los consumidores en la generación y gestión de su propia energía renovable mediante soluciones tecnológicas, plataformas digitales y proyectos emblemáticos. Durante 2025, se ha reforzado este modelo con la creación de un equipo específico de explotación para las instalaciones ejecutadas por Iberdrola, que centraliza la coordinación de los servicios de mantenimiento, así como la monitorización y gestión de alarmas de las plantas operadas por la compañía. Asimismo, se han incorporado a la cartera de Comunidades Solares los primeros proyectos con sistemas de almacenamiento, que aportan ventajas tanto para los usuarios finales, al facilitar el suministro en horas punta, como para Iberdrola, al permitir optimizar la potencia instalada en las cubiertas de los edificios, incrementando hasta en un 40 % la capacidad de suministro respecto a instalaciones sin acumulación.

- *Smart Services*. A través de plataformas inteligentes, funcionalidades avanzadas y servicios personalizados, Iberdrola impulsa el ahorro, la optimización del uso de la energía y la descarbonización en los ámbitos residencial, empresarial e industrial. Entre las principales soluciones desarrolladas en España destaca el Asistente Smart Avanzado (ASA), un servicio inteligente de gestión energética para clientes de Smart Solutions, que inicialmente permite controlar la carga del vehículo eléctrico optimizando el uso de la electricidad para reducir costes y maximizar el uso de renovables. A partir de esta tecnología, a finales de 2025 se ha desarrollado el Plan Recarga Inteligente, que ofrece recargas a muy bajo coste (de 0,05€/kWh), y que ha sido reconocido como producto más innovador del año 2024 en los Company Awards de Environmental Finance. Esta solución se ha desplegado también en el Reino Unido mediante ASA v3.0, que optimiza la carga según los precios del mercado mayorista. Asimismo, Iberdrola avanza en soluciones para clientes industriales y comerciales mediante el desarrollo del producto Microgrid, integrando autoconsumo, almacenamiento y otros consumos como la recarga de vehículos eléctricos, con el objetivo de maximizar el autoconsumo, reducir la potencia contratada y generar ahorros. Además, en colaboración con Balantia, se ha lanzado una plataforma integral para la gestión de Certificados de Ahorro Energético, y se continúa el desarrollo de microrredes bajo el modelo Microgrids as a Service, que combina generación solar, baterías y software de gestión energética.

- *Smart Mobility* es la propuesta de Iberdrola para la electrificación del transporte dentro de su estrategia de descarbonización. La compañía ha desplegado una amplia red de soluciones de recarga pública y privada, incluyendo estaciones de muy alta potencia, puntos combinados de media y alta potencia para distintos usos, e instalaciones con almacenamiento y marquesinas fotovoltaicas que alimentan comunidades solares. Además, ha desarrollado hubs específicos para autobuses y camiones, así como soluciones pioneras de recarga inteligente con almacenamiento para facilitar la operación diaria del transporte público en autobús eléctrico. Este liderazgo ha sido reconocido con premios como al mejor operador de puntos de recarga (CPO) por Electromaps en 2025.

- *Smart Clima* agrupa el conjunto de soluciones de Iberdrola orientadas al ahorro energético y la descarbonización en viviendas y edificios, en línea con los objetivos regulatorios europeos y nacionales. A través de soluciones llave en mano y adaptables a todo tipo de clientes, Iberdrola impulsa la sustitución de combustibles fósiles por tecnologías eléctricas eficientes, combinando medidas activas, como aerotermia, aires acondicionados y aerotermos, con medidas pasivas de rehabilitación y mejora del aislamiento térmico (insuflado, SATE, fachadas ventiladas). Estas soluciones se complementan con herramientas digitales en los canales de Iberdrola que permiten al cliente conocer el rendimiento de sus equipos a través de la App de Iberdrola Clientes, optimizar su consumo y visualizar el ahorro económico y ambiental, garantizando simplicidad, eficiencia, calidad y contención de costes. El área impulsa también la descarbonización de los sistemas urbanos de calefacción mediante redes de calor y frío renovables, como la de Palencia, en construcción. Además, se promueven proyectos de biometano para cubrir aquellos usos térmicos no electrificables, destacando el proyecto Instalación de biogás para la producción de biometano y aprovechamiento agrícola del digerido con fines agrícolas en Milagros (Burgos), que prevé el despliegue de la primera planta de biogás de Iberdrola. Su construcción se prevé en 2026.
- En *Smart Cities* Iberdrola se enfoca en la descarbonización de los puertos mediante la implantación de infraestructuras de Onshore Power Supply (OPS) que permiten suministrar energía renovable a los buques atracados en puerto, posibilitando la desconexión de sus motores auxiliares y reduciendo de forma significativa la contaminación atmosférica y acústica, así como mejorando la eficiencia operativa. En España, estos proyectos se desarrollan en los puertos de Vigo, Pasaia y Alicante, dando servicio a buques de transporte de mercancía rodada y portacontenedores. Las infraestructuras OPS incorporan soluciones avanzadas para la gestión y conexión segura de los cables, adaptadas a la tipología de cada puerto y buque. Además, los proyectos incluyen Comunidades Solares que abastecen energéticamente al propio OPS y permiten suministrar energía renovable a otros operadores del entorno portuario a través de un modelo de autoconsumo compartido, impulsando un modelo energético más sostenible, colaborativo y alineado con la transición hacia puertos climáticamente neutros.
- El equipo de *Descarbonización Industria*l trabaja en la reducción de emisiones del sector industrial con el objetivo de alcanzar la neutralidad climática mediante la electrificación competitiva de los procesos productivos, sustituyendo combustibles fósiles por tecnologías como la caldera eléctrica, la bomba de calor y el almacenamiento térmico. Durante 2025 se ha avanzado en el desarrollo de proyectos de descarbonización para compañías como Bayer, BASF, Sabic, Moeve, Frinsa, Michelin, Arcilla Blanca y Heineken, varios de ellos presentados a programas de ayudas europeos y nacionales. Destacan el proyecto Green Heat Asturias, para la descarbonización de la fábrica de aspirinas Bayer, cuya financiación ha permitido iniciar las obras para su puesta en marcha a finales de 2026 , y Green Heat Tarragona, para la descarbonización del Polo Químico de Tarragona.

- En *Reino Unido*, el negocio de clientes avanza en el despliegue de soluciones de descarbonización para el ámbito doméstico, combinando la instalación de tecnologías bajas en carbono, como bombas de calor, paneles solares, baterías y cargadores para vehículos eléctricos, con soluciones digitales de gestión energética para el hogar. En este marco, el equipo de Smart Solutions apoya a comunidades y organizaciones en el desarrollo de iniciativas de eficiencia energética y transición hacia las cero emisiones netas adaptadas a las necesidades locales, en colaboración con el área de generación renovable y con comunidades beneficiarias de fondos asociados a parques eólicos. En el ámbito de la movilidad eléctrica, se ha reforzado la solución EV Optimise, que permite a los clientes cargar sus vehículos en los momentos más económicos y con menor intensidad de carbono, contribuyendo al mismo tiempo a una mayor flexibilidad y resiliencia del sistema eléctrico. Esta solución ha sido reconocida como Innovación General del Año en Carga de Vehículos en los AutoTech Breakthrough Awards 2025. Asimismo, se han desarrollado iniciativas como Half Price Weekends, orientadas a incentivar el desplazamiento del consumo eléctrico de los clientes hacia periodos de menor demanda, normalmente fines de semana, facilitando el acceso a electricidad más económica y contribuyendo a la reducción de la factura energética. En el ámbito de la atención al cliente, se han incorporado nuevas herramientas basadas en Inteligencia Artificial para mejorar la eficacia en la atención y resolución de consultas, reforzando la calidad del servicio y la experiencia del cliente.
- En *Brasil*, destacan iniciativas orientadas a mejorar la oferta de soluciones sostenibles y la eficiencia de los procesos comerciales. Entre ellas, el proyecto PDI ANEEL de Tokenización de Activos Ambientales del sector eléctrico, que desarrolla una plataforma basada en tecnología blockchain para la comercialización de certificados de generación renovable y créditos de carbono, facilitando su registro, seguimiento y operación en el mercado. Asimismo, se ha desarrollado la App de Ventas de Soluciones Verdes, que integra herramientas para optimizar la oferta de soluciones de electrificación. Esta aplicación permite estimar costes energéticos y beneficios para el cliente, agilizando el análisis de viabilidad de las propuestas, y facilita la gestión de oportunidades comerciales mediante paneles de control con información estratégica en Power BI, apoyando una toma de decisiones más ágil y eficiente.

6.4 Redes inteligentes

Desde i-DE Redes Eléctricas Inteligentes se ha continuado en 2025, impulsando la modernización, digitalización y automatización de las redes de distribución, apoyándose en la I+D+i como palanca clave para mejorar la calidad del suministro, garantizar la integración masiva de energías renovables y facilitar la electrificación de la movilidad, los edificios y la industria.

Durante 2025, el Global Smart Grids Innovation Hub (GSGIH) ha seguido consolidándose como un centro de referencia internacional en innovación en redes inteligentes. En colaboración con la Diputación de Bizkaia y el clúster GAIA, se ha impulsado la iniciativa Smart Grids Academy, orientada a la capacitación de profesionales del sector en las competencias digitales demandadas por las redes eléctricas inteligentes. La iniciativa contempla itinerarios formativos centrados en ámbitos como Inteligencia Artificial, ciberseguridad, industria inteligente y redes eléctricas inteligentes.

Asimismo, se ha continuado multiplicando el valor del dato mediante el Innovation Data Space (i-DS), el espacio de datos del GSGIH, con el desarrollo de nuevos entornos que permiten atender necesidades concretas del negocio y fomentar la innovación mediante dos nuevos entornos: el i-DS Open Data, que pone a disposición de los miembros una muestra ampliada de datos de la red para la experimentación y generación de nuevos casos de uso, y el i-DS Research, orientado al intercambio ágil y seguro de datos en proyectos de I+D+i. Todo ello refuerza una cultura de innovación abierta y colaboración con el ecosistema tecnológico y académico.

Como hito destacado del ejercicio, en 2025 se ha celebrado ENLIT 2025 en Bilbao, uno de los principales foros internacionales dedicados a la transición energética. Este evento ha permitido mostrar el compromiso de Iberdrola con el papel estratégico de las redes eléctricas en la electrificación de la economía y la dinamización de los territorios, así como dar visibilidad al Global Smart Grids Innovation Hub como centro de innovación y conocimiento en redes inteligentes.

En materia de digitalización, eficiencia y uso de datos, i-DE ha continuado con la implantación de la metodología BIM en el diseño y construcción de líneas de muy alta tensión y subestaciones eléctricas. Esta metodología ha permitido mejorar la eficiencia en la toma de decisiones, asegurar una gestión centralizada y en tiempo real de la información, reducir errores y reforzar la trazabilidad a lo largo de las fases de ingeniería y construcción.

En el camino hacia el nuevo rol como Operador del Sistema de Distribución (DSO), i-DE continúa liderando proyectos orientados a la incorporación de la flexibilidad en la red eléctrica. En este ámbito, durante 2025 se ha trabajado en el arranque del proyecto S2F, enmarcado en el banco de pruebas regulatorio del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y financiado por el IDAE. El proyecto evalúa el uso de la flexibilidad en redes de distribución mediante dos casos de uso principales: mercados locales de flexibilidad y conexiones flexibles, con la participación de asociaciones del sector, operadores de mercado, centros de investigación y distribuidoras nacionales.

A nivel europeo, i-DE continúa liderando el proyecto BeFlexible, bajo el programa Horizon Europe y ya en su fase final, con demostradores que ponen de manifiesto tanto las oportunidades como las barreras para la implementación de servicios de flexibilidad. Asimismo, avanzan los proyectos TwinEU, orientado al desarrollo de un concepto de gemelo digital para una infraestructura energética europea fiable y resiliente, y ECLIPSE, centrado en la implementación del Marco Común Europeo de Referencia para aplicaciones de consumidores de energía, cuyas estrategias serán probadas en varios países, incluido España.

En España, se ha continuado avanzando en tres proyectos de la convocatoria de Colaboración Público-Privada del Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades, ASIGNA, PlaReDET y AFOROBT, orientados a reforzar la seguridad, resiliencia y planificación avanzada de las redes de distribución, así como a mejorar la detección y análisis automático de incidencias en redes de baja tensión. Además, han progresado varios proyectos centrados en anticipar y gestionar el crecimiento de la electrificación y la digitalización de las redes. Destaca el inicio del proyecto DEMELEK, financiado por el Gobierno Vasco, orientado al desarrollo de modelos prospectivos para estimar la evolución de la demanda eléctrica, así como la continuidad de proyectos como MICROFLEX y AZTERTUZ, enfocados en la aplicación de soluciones de flexibilidad, almacenamiento, automatización y robótica para mejorar la calidad del suministro y la eficiencia del mantenimiento de infraestructuras energéticas. Asimismo, se ha avanzado en las fases finales de proyectos como ASTRA-CC, centrado en el desarrollo de arquitecturas de redes en corriente continua para facilitar la integración de renovables, almacenamiento y recarga rápida, y SensoCeT, orientado a la digitalización y el mantenimiento predictivo de la red de distribución mediante sensores inteligentes en centros de transformación.

Por último, durante 2025 se han desarrollado iniciativas relevantes en sostenibilidad, medioambiente y prevención, como el análisis de ciclo de vida de equipos eléctricos, el reciclaje de contadores, la incorporación de soluciones de robotización, VR/AR e IoT para mejorar la seguridad de los trabajos en campo, y el refuerzo de la colaboración con start-ups y universidades a través de retos lanzados con PERSEO, consolidando el compromiso de i-DE con una red eléctrica más sostenible, segura e innovadora.

En Reino Unido, durante 2025 Energy Networks continúa liderando la innovación en redes energéticas, integrando la innovación de forma transversal para crear valor para los clientes y contribuir al objetivo de cero emisiones netas. Se ha avanzado en una cartera de proyectos emblemáticos financiados por el Fondo Estratégico de Innovación (SIF) de Ofgem, orientados a reforzar la resiliencia de las redes, el desarrollo de sistemas energéticos integrales y el uso avanzado de la electrónica de potencia. Entre los principales proyectos destaca Predict4Resilience (P4R), que desarrolla una solución basada en Inteligencia Artificial para predecir fallos en la red eléctrica provocados por fenómenos meteorológicos extremos. En colaboración con SIA Partners, la Universidad de Glasgow y Scottish & Southern Electricity Networks, el proyecto ha permitido realizar pruebas en entorno operativo, facilitando la movilización anticipada de recursos y reduciendo potencialmente los tiempos de interrupción del suministro. Asimismo, el proyecto D-Suite, desarrollado junto con UK Power Networks, la Universidad de Newcastle e Integrated Powertech, ha analizado el uso de tecnologías de electrónica de potencia en redes de baja tensión para facilitar la integración de tecnologías bajas en carbono, aumentar la capacidad disponible y minimizar la necesidad de refuerzos convencionales de red. Por su parte, el proyecto Blade ha investigado el uso de parques eólicos marinos para apoyar la restauración de la red eléctrica tras un apagón nacional, mientras que Flexible Railway Energy Hubs avanza en el desarrollo de soluciones de microrred para el sector ferroviario, orientadas a un uso más eficiente de la energía y a la reducción de emisiones. De forma complementaria, se desarrollan proyectos financiados por la Network Innovation Allowance (NIA) centrados en la gestión avanzada de activos, la monitorización inteligente y la planificación de nuevas conexiones.

En Brasil, durante 2025 se han desarrollado diversos proyectos orientados a mejorar la calidad, confiabilidad, eficiencia y sostenibilidad de las redes eléctricas, reforzando al mismo tiempo la seguridad y la digitalización de las infraestructuras. En el ámbito de la transmisión, se ha ampliado el uso de drones e Inteligencia Artificial para las actividades de mantenimiento de líneas, lo que ha permitido reducir en un 75 % el tiempo de respuesta de las inspecciones y los costes operativos, además de mejorar la identificación temprana de anomalías con mayor precisión. En distribución, destacan varios proyectos de Investigación, Desarrollo e Innovación (PDI) regulados por ANEEL, con impacto directo en la operación de la red. El proyecto *Smart Safety Eye* aplica Inteligencia Artificial al análisis de vídeos e imágenes para mejorar la seguridad en los trabajos de campo, identificando comportamientos no conformes y contribuyendo a la prevención de incidentes. Por su parte, *Godel Smart Sensor* AT desarrolla un sistema de monitorización remota y en tiempo real de líneas entre 69 kV y 138 kV, mediante sensores, unidades concentradoras y plataformas de análisis. Asimismo, el proyecto Reactor de Núcleo Saturado (RNS) permite la regulación dinámica de la tensión en redes de baja tensión, ajustando variaciones de corta duración de forma instantánea, reduciendo las pérdidas técnicas y mejorando la calidad del suministro eléctrico. En el ámbito de la planificación y la digitalización, la Plataforma de Previsiones Climáticas combina modelos numéricos del sistema climático con técnicas de machine learning para anticipar la demanda y proyectar con mayor precisión el mercado energético de las distribuidoras de Neoenergia en horizontes de hasta diez años. Por último, destaca el Proyecto BESS Modular Móvil, una solución de almacenamiento de energía móvil diseñada para regiones con picos estacionales de demanda, con una capacidad de 9 MVA y una entrada en operación prevista para el primer trimestre de 2026, que permitirá generar ahorros anuales en OPEX y reducir las emisiones de CO_2.

En Estados Unidos, se continúan impulsando proyectos para la modernización y refuerzo de las redes eléctricas, con el objetivo de facilitar la integración de energías renovables y mejorar la resiliencia del sistema. Destaca el proyecto *New England Clean Energy Connect* (NECEC), una línea de transmisión en corriente continua de alta tensión de 145 millas y 1.200 MW de capacidad, que conectará el sistema eléctrico de Nueva Inglaterra con el de Hydro-Québec en la frontera canadiense, permitiendo el suministro de energía hidroeléctrica limpia a los seis estados de la región y contribuyendo a la reducción de emisiones y de los costes energéticos. Asimismo, en el estado de Maine, la filial de *Avangrid Central Maine Power* (CMP) participa en el proyecto *Flexible Interconnections and Resilience for Maine* (FIRM), que permitirá desplegar tecnologías avanzadas de red inteligente, como la gestión activa de la red y la calificación dinámica de líneas, para facilitar la conexión de nueva generación renovable. En paralelo, las filiales NYSEG y RG&E han avanzado en el despliegue masivo de contadores inteligentes en el estado de Nueva York, contribuyendo a una red más eficiente, flexible y orientada al cliente.

6.5 Hidrógeno verde

En 2025, Iberdrola ha recibido la resolución de concesión del proyecto ES52 “Hidrógeno Renovable para la producción de amoniaco y fertilizantes verdes”, correspondiente a las fases Puertollano Fase I y Puertollano Fase II, seleccionado por la Comisión Europea en el marco de la iniciativa Hy2Use dentro de los Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (IPCEI). Este reconocimiento refuerza el posicionamiento de la Compañía en el desarrollo del hidrógeno verde como vector clave para la descarbonización industrial.

Asimismo, en 2025 se han completado los trabajos de ampliación de la hidrogenera de Barcelona, que desde 2022 suministra hidrógeno renovable a los autobuses metropolitanos de TMB, permitiendo alcanzar una capacidad de repostaje de hasta 60 autobuses. Esta ampliación ha sido posible gracias a la incorporación de tecnologías avanzadas, como sistemas de refrigeración de mayor capacidad (chiller), recarga con comunicación infrarroja (IR) y la modernización de las unidades de almacenamiento, lo que ha permitido reducir significativamente los tiempos de recarga y aumentar los niveles de seguridad operativa.

La planta de producción de hidrógeno verde de Benicarló se puso en marcha en enero de 2025 y, durante el ejercicio, ha suministrado hidrógeno renovable al cliente IFF, adaptándose a sus necesidades operativas y contribuyendo a la reducción de emisiones en el proceso de fabricación de fragancias.

A nivel nacional, Iberdrola ha concluido en 2025 el proyecto ATMOSPHERE, obteniendo resultados relevantes en las tecnologías analizadas, relacionadas con el almacenamiento, la generación y la seguridad en plantas de hidrógeno verde. Paralelamente, se ha avanzado en el desarrollo del proyecto SERE-H2, orientado a la validación de un sistema de refrigeración (chiller) en la hidrogenera de Barcelona, así como en el proyecto H2SALT, centrado en el análisis del modelo de negocio y los costes asociados al almacenamiento de hidrógeno en cavidades salinas.

A nivel internacional, Iberdrola continúa participando en los proyectos FEDECOM, AMBHER, HyLICAL y ANDREAH, orientados al desarrollo de herramientas de optimización de plantas de hidrógeno, soluciones avanzadas de almacenamiento, nuevas tecnologías de licuefacción y sistemas de craqueo de amoniaco para la obtención de hidrógeno de alta pureza.

En Brasil, se ha puesto en marcha en 2025 la Planta Piloto de Hidrógeno Verde de Neoenergia ubicada en Brasilia-DF, cuyo objetivo es la producción y el suministro de hidrógeno verde para su uso en vehículos de pila de combustible. La generación se alimenta de una planta fotovoltaica que suministra la energía renovable utilizada en el proceso de electrólisis.

En Australia, durante 2025 se ha desarrollado un novedoso modelo de optimización para determinar la configuración óptima de plantas de hidrógeno renovable, equilibrando el CAPEX con las previsiones del precio de la electricidad.

6.6 IBERDROLA Ventures – PERSEO

Iberdrola Ventures – PERSEO es el programa de emprendimiento y colaboración con start-ups de Iberdrola, creado en 2008 para impulsar un ecosistema innovador en el sector eléctrico. Se centra en tecnologías y modelos de negocio que favorezcan la electrificación, la descarbonización y la sostenibilidad del sistema energético.

A través del programa se ha invertido en más de 25 start-ups a nivel global, ofreciendo apoyo inversor, conocimiento sectorial y acceso al mercado en países como España, Reino Unido, Brasil, Australia y EE. UU. La extensa base de activos de Iberdrola funciona como un "laboratorio real" para el desarrollo de soluciones en renovables, redes inteligentes, electrificación de la demanda, digitalización de procesos y protección ambiental, con una cartera de proyectos diversa y complementada por otros programas de financiación. Entre los principales logros de 2025 cabe destacar:

- Pilotos: se han desarrollado 17 proyectos piloto con start-ups, principalmente basados en Inteligencia Artificial, enfocados a la inspección y mantenimiento de activos de redes y renovables, la electrificación y gestión de la demanda, y la monitorización del impacto en la biodiversidad. Asimismo, se han realizado pilotos con soluciones hardware, como las desarrolladas por Incalexa y Metalframe, basadas en estructuras modulares y escalables para el despliegue de generación fotovoltaica y puntos de recarga en aparcamientos, que actualmente se encuentran en fase comercial.
- Retos: durante 2025 se han lanzado cinco retos a la comunidad de start-ups en ámbitos como la planificación de redes eléctricas, la inspección de activos fotovoltaicos y el mantenimiento de instalaciones de generación eólica.
- Inversión: se ha incorporado TRIBBU al portfolio de PERSEO, start-up que desarrolla una plataforma digital para el uso compartido del coche en entornos urbanos, favoreciendo el ahorro energético y la reducción de la congestión. Asimismo, el fondo Seaya Andromeda Sustainable Tech Fund I FCR ha alcanzado un 60 % de inversión, con 11 participadas y cuatro nuevas incorporaciones durante el ejercicio.
- "Venture Builder": PERSEO continúa impulsando la creación de nuevos negocios orientados a la electrificación y la economía circular. Destaca CPD4Green, empresa 100 % Iberdrola dedicada al desarrollo de suelo electrificado para centros de datos, que en menos de dos años ha superado los 700 MW de cartera en España, con un potencial adicional de 5.000 MW, y que en 2025 ha anunciado una alianza estratégica con Echelon Data Centres. Asimismo, EnergyLoop ha iniciado la operación de su planta de reciclaje de palas eólicas en Navarra, y Carbon2Nature ha consolidado su expansión internacional a Brasil y México, ha crecido en Australia, e iniciado la comercialización de créditos de carbono con sus primeros clientes.

En el apartado Innovación de la web corporativa se puede encontrar más información sobre los proyectos de I+D+i en los que participa IBERDROLA.

https://www.iberdrola.com/innovacion

7. Adquisición y enajenación de acciones propias

La política de autocartera del Grupo establece lo siguiente:

Se considerarán operaciones de autocartera aquellas que realice la Sociedad, ya sea de forma directa o a través de cualquiera de las sociedades del Grupo, que tengan por objeto acciones de la Sociedad, así como los instrumentos financieros o contratos de cualquier tipo, negociados o no en Bolsa u otros mercados secundarios organizados, que otorguen derecho a la adquisición de, o cuyo subyacente sean, acciones de la Sociedad.

Las operaciones de autocartera tendrán siempre finalidades legítimas, tales como, entre otras, facilitar a los inversores la liquidez y profundidad adecuadas en la negociación de las acciones de la Sociedad, ejecutar programas de compra de acciones propias aprobados por el Consejo de Administración o acuerdos de la Junta General de Accionistas, cumplir compromisos legítimos previamente contraídos o cualesquiera otros fines admisibles conforme a la normativa aplicable. En ningún caso las operaciones de autocartera responderán a un propósito de intervención en el libre proceso de formación de los precios. En particular, se evitará la realización de cualquiera de las conductas referidas en los artículos 83.ter.1 de la Ley del Mercado de Valores, 2 del Real Decreto 1333/2005, de 11 de noviembre, por el que se desarrolla la Ley del Mercado de Valores, en materia de abuso de mercado.

Las operaciones de autocartera del Grupo no se realizarán en ningún caso sobre la base de información privilegiada.

La gestión de la autocartera se llevará a efecto con total transparencia en las relaciones con los supervisores y los organismos rectores de los mercados.

En la Nota 22 de las Cuentas anuales consolidadas se presentan los movimientos de los últimos ejercicios en las acciones de IBERDROLA en cartera de las sociedades del Grupo. Asimismo, otra información sobre las operaciones de los ejercicios 2025 y 2024 se presenta a continuación:

Acciones propias en Iberdrola, S.A.	Nº acciones	Nominal (millones de euros)	Coste acciones propias (millones de euros)	Precio medio por acción (euros)	Total acciones	% sobre Capital
Saldo a 01.01.2024	**105.786.997**	**79**	**1.211**	11,45	**6.350.278.000**	**1,67**
Adquisiciones	172.479.098	129	2.074	12,03		
Reducción de capital	(183.299.000)	(137)	(2.072)	11,31		
Enajenaciones (1)	(6.554.658)	(5)	(73)	11,20		
Iberdrola retribución flexible (2)	1.963.661	1	0	0,00		
Saldo a 31.12.2024	**90.376.098**	**67**	**1.140**	**12,61**	**6.364.251.000**	**1,42**
Adquisiciones	197.966.180	148	3.014	15,23		
Reducción de capital	(200.561.000)	(150)	(2.690)	13,41		
Enajenaciones (1)	(6.148.012)	(5)	(77)	12,57		
Iberdrola retribución flexible (2)	2.042.417	2	0	0,00		
Saldo a 31.12.2025	**83.675.683**	**62**	**1.387**	**16,58**	**6.681.227.377**	**1,25**

(1) Incluye entregas a empleados.

(2) Acciones recibidas.

Acciones propias en trust SCOTTISHPOWER	Nº acciones	Nominal (millones de euros)	Coste acciones propias (millones de euros)	Precio medio por acción (euros)	Total acciones	% sobre Capital
Saldo a 01.01.2024	**639.668**	**0**	**8**	**0,00**	**6.350.278.000**	**1,01**
Adquisiciones	197.506	1	2	12,64		
Enajenaciones (1)	(276.810)	0	(2)	7,89		
Iberdrola retribución flexible (2)	82.234	0	0	0,00		
Saldo a 31.12.2024	**642.598**	**1**	**8**	**12,87**	**6.364.251.000**	**1,01**
Adquisiciones	162.259	0	3	16,11		
Enajenaciones (1)	(257.853)	0	(3)	8,41		
Iberdrola retribución flexible (2)	71.043	0	0	0,00		
Saldo a 31.12.2025	**618.047**	**1**	**8**	**14,10**	**6.681.227.377**	**0,93**

(1) Incluye entregas a empleados.

(2) Acciones recibidas.

Durante los ejercicios 2025 y 2024 las acciones propias en cartera propiedad del Grupo IBERDROLA han sido siempre inferiores a los límites legales establecidos al respecto.

Por último, se describen a continuación las condiciones y plazo del mandato vigente de la Junta al Consejo de Administración para llevar a cabo adquisiciones o transmisiones de acciones propias.

La Junta General de Accionistas, en su reunión de 17 de junio de 2022, acordó autorizar expresamente al Consejo de Administración, con facultad de sustitución, de acuerdo con lo establecido en el artículo 146 de la Ley de Sociedades de Capital, para la adquisición derivativa de acciones de Iberdrola, S.A. en las siguientes condiciones (coincidentes con las de la autorización que estuvo en vigor desde el 13 de abril de 2018 hasta esa fecha):

- Las adquisiciones podrán realizarse directamente por la Sociedad o indirectamente a través de sus sociedades dependientes, excluyendo a las que desarrollen actividades reguladas de conformidad con lo establecido en la Ley del Sector Eléctrico y en la Ley del Sector de Hidrocarburos.
- Las adquisiciones se realizarán mediante operaciones de compraventa, permuta o cualquier otra permitida por la ley.
- Las adquisiciones podrán realizarse hasta la cifra máxima permitida por la ley (el 10 % del capital social).
- Las adquisiciones no podrán realizarse a precio superior del que resulte en bolsa ni inferior al valor nominal de la acción.
- La autorización se otorgó por un plazo de cinco años desde la aprobación del acuerdo.

- Como consecuencia de la adquisición de acciones, incluidas aquellas que la Sociedad o la persona que actuase en nombre propio pero por cuenta de la Sociedad hubiese adquirido con anterioridad y tuviese en cartera, el patrimonio neto resultante no podrá quedar reducido por debajo del importe del capital social más las reservas legal o estatutariamente indisponibles.

Las acciones adquiridas como consecuencia de dicha autorización pueden destinarse tanto a su enajenación o amortización como a la aplicación de los sistemas retributivos contemplados en la Ley de Sociedades Capital, así como al desarrollo de programas que fomenten la participación en el capital de la Sociedad tales como planes de reinversión de dividendo, bonos de fidelidad u otros instrumentos análogos.

- **Datos bursátiles**

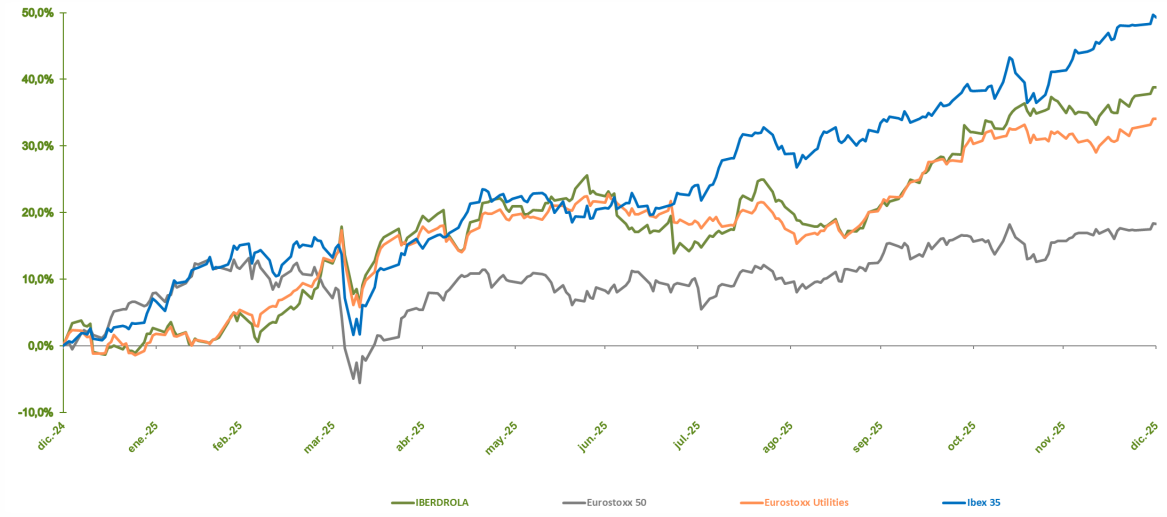
		2025	2024
Capitalización Bursátil (1)	Millones de euros	123.369	84.645
Beneficio por acción actividades continuadas	Euros	0,845	0,590
P.E.R. (cotización cierre/beneficio por acción)	Veces	21,848	22,524
Precio / V. Libros (Capitalización sobre Patrimonio neto de la sociedad dominante a cierre periodo) (2)	Veces	2,460	1,800

(1) 6.681.227.377 y 6.364.251.000 acciones a 31 de diciembre de 2025 y 2024 , respectivamente.

(2) Capitalización a 31 de diciembre de 2025 (123.369) / Patrimonio neto de la sociedad dominante (50.050). Capitalización a 31 de diciembre de 2024 (84.645) / Patrimonio neto de la sociedad dominante (47.125).

- **La acción de IBERDROLA**

Evolución bursátil de IBERDROLA frente a los índices



	2025	2024
Número de acciones en circulación	6.681.227.377	6.364.251.000
Cotización cierre del periodo	18,47	13,30
Cotización media periodo	15,70	12,27
Volumen medio diario	9.973.349	11.186.880
Volumen máximo 30/05/2025 y 31/05/2024, respectivamente	47.306.599	51.401.917
Volumen mínimo 24/12/2025 y 24/12/2025, respectivamente	1.546.396	1.849.018
Remuneración al accionista (euros)	0,645	0,558
- A cuenta bruto (31/01/2025 y 31/01/2024) (1)	0,231	0,202
- Complementario bruto (24/07/2025 y 29/07/2024) (1)	0,409	0,351
- Dividendo de involucración (02/06/2025 y 21/05/2024)	0,005	0,005
Rentabilidad por dividendo (3)	4,85 %	4,70 %

(1) Cantidad a cuenta del dividendo de acuerdo al sistema *Iberdrola Retribución Flexible*.

(2) Dividendo complementario de acuerdo al sistema *Iberdrola Retribución Flexible*.

(3) Dividendo a cuenta, complementario y prima de asistencia a Junta General de Accionistas/cotización cierre del periodo.

8. Otra información

Cumplimiento artículo 262.1 de la Ley de sociedades de capital en relación con el período medio de pago a proveedores

Como se detalla en la Nota 37, el período medio de pago de la Sociedad a sus proveedores en el ejercicio 2025 ha sido de 14 días.

Medidas alternativas de rendimiento

Adicionalmente a la información financiera preparada de acuerdo con las NIIF, esta información financiera incluye ciertas Medidas Alternativas del Rendimiento (“MARs”), a los efectos de lo dispuesto en el Reglamento Delegado (UE) 2019/979 de la Comisión, de 14 de marzo de 2019, y según se definen en las Directrices sobre las Medidas Alternativas del Rendimiento publicadas por la European Securities and Markets Authority el 5 de octubre de 2015 (ESMA/2015/1415es). Las MARs son medidas del rendimiento financiero elaboradas a partir de la información financiera de Iberdrola, S.A. y las sociedades de su grupo pero que no están definidas o detalladas en el marco de la información financiera aplicable. Estas MARs se utilizan con el objetivo de que contribuyan a una mejor comprensión del desempeño financiero de Iberdrola, S.A. pero deben considerarse únicamente como una información adicional y, en ningún caso, sustituyen a la información financiera elaborada de acuerdo con las NIIF. Asimismo, la forma en la que Iberdrola, S.A. define y calcula estas MARs puede diferir de la de otras entidades que empleen medidas similares y, por tanto, podrían no ser comparables entre ellas.

Para mayor información sobre estas cuestiones, incluyendo su definición o la reconciliación entre los correspondientes indicadores de gestión y la información financiera consolidada elaborada de acuerdo con las NIIF, véase la información disponible en la página web corporativa.

- Definiciones de las Medidas Alternativas de Rendimiento

https://www.iberdrola.com/documents/20125/42337/medidas-alternativas-rendimiento-definiciones.pdf

- Medidas Alternativas de Rendimiento del trimestre

https://www.iberdrola.com/documents/20125/5693151/medidas-alternativas-rendimiento-25FY.pdf

9. Informe Anual de Gobierno Corporativo 2025

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 538 de la Ley de Sociedades de Capital, este informe de gestión incorpora por referencia el texto íntegro del "Informe anual sobre remuneraciones de los consejeros y directivos 2025" aprobado por el Consejo de Administración de "Iberdrola, S.A." y publicado en la página web de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (www.cnmv.es) y en la página web corporativa (www.iberdrola.com).

10. Informe anual sobre remuneraciones de los consejeros y directivos 2025

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 538 de la Ley de Sociedades de Capital, este informe de gestión incorpora por referencia el texto íntegro del "Informe anual sobre remuneraciones de los consejeros y directivos 2025" aprobado por el Consejo de Administración de "Iberdrola, S.A." y publicado en la página web de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (www.cnmv.es) y en la página web corporativa (www.iberdrola.com).

11. Estado de información no financiera. Informe de Sostenibilidad

El estado de información no financiera, al que se refieren los artículos 262 de la Ley de Sociedades de Capital y 49 del Código de Comercio, se presenta en un informe separado denominado Estado de información no financiera. El Informe de sostenibilidad consolidado de Iberdrola, S.A. y sus sociedades dependientes correspondiente al ejercicio 2025, en el que se indica, de manera expresa, que la información contenida en dicho documento forma parte del presente Informe de gestión consolidado. Dicho documento será objeto de verificación por un prestador independiente de servicios de verificación y está sometido a los mismos criterios de aprobación, depósito y publicación que el presente Informe de gestión consolidado

Formulación

EJERCICIO 2025

FORMULACIÓN DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS
INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO

Don José Ignacio Sánchez Galán *Presidente*	Don Pedro Azagra Blázquez *Consejero delegado*

Don Juan Manuel González Serna *Vicepresidente primero*	Don Anthony Luzzatto Gardner *Vicepresidente segundo*	Don Ángel Jesús Acebes Paniagua *Consejero coordinador*
Don Íñigo Víctor de Oriol Ibarra *Consejero*	Don Manuel Moreu Munaiz *Consejero*	Don Xabier Sagredo Ormaza *Consejero*
Doña Sara de la Rica Goiricelaya *Consejera*	Doña Nicola Mary Brewer *Consejera*	Doña Regina Helena Jorge Nunes *Consejera*
Doña María Ángeles Alcalá Díaz *Consejera*	Doña Isabel García Tejerina *Consejera*	Doña Ana Colonques García-Planas *Consejera*

Santiago Martínez Garrido, secretario general y del Consejo de Administración de "Iberdrola, S.A." (la "**Sociedad**"), certifica que las anteriores firmas de los consejeros de la Sociedad han sido estampadas en su presencia y con motivo del acuerdo de formulación de las **cuentas anuales consolidadas y del informe de gestión consolidado de "Iberdrola, S.A." y sus sociedades dependientes correspondientes al ejercicio 2025**, adoptado por el Consejo de Administración de la Sociedad en su reunión celebrada en esta fecha y, por lo tanto, dentro del plazo previsto en el artículo 253.1 del texto refundido de la *Ley de Sociedades de Capital*, aprobado por *Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio*, siguiendo el formato electrónico único establecido en el *Reglamento Delegado (UE) 2019/815 de la Comisión, de 17 de diciembre de 2018, por el que se completa la Directiva 2004/109/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a las normas técnicas de regulación relativas a la especificación de un formato electrónico único de presentación de información* y que la referida documentación se encuentra incorporada a un archivo electrónico con extensión ".xbri" y con código de identificación (*hash* SHA-256) 12F853F3F2BF0CB0B645D170D150CE2667C682694357FF5891B38F9222FBB08C.

Se deja constancia de que no estampan su firma en este documento (i) el vicepresidente segundo, don Anthony Luzzatto Gardner, por encontrarse ausente por causas justificadas, y (ii) la consejera independiente doña Regina Helena Jorge Nunes por encontrarse conectada a la reunión por medios de comunicación a distancia, suscribiéndolo en su lugar y respectivamente los consejeros independientes don Ángel Jesús Acebes Paniagua y doña María Ángeles Alcalá Díaz, en virtud de las autorizaciones expresamente conferidas a tal fin por el señor Gardner y por la señora Jorge Nunes, en las que dejan constancia de su voto a favor de la propuesta de formulación de las cuentas anuales consolidadas y del informe de gestión consolidado de "Iberdrola, S.A." y sus sociedades dependientes correspondientes al ejercicio 2025.

.

Bilbao, 24 de febrero de 2026.

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD DEL INFORME FINANCIERO ANUAL 2025

Los miembros del Consejo de Administración de “Iberdrola, S.A.” declaran que, hasta donde alcanza su conocimiento, las cuentas anuales individuales de “Iberdrola, S.A.” (balance, cuenta de pérdidas y ganancias, estado de cambios en el patrimonio neto, estado de flujos de efectivo y memoria), así como las consolidadas de “Iberdrola, S.A.” y sus sociedades dependientes (estado consolidado de situación financiera, estado consolidado del resultado, estado consolidado del resultado global, estado consolidado de cambios en el patrimonio neto, estado consolidado de flujos de efectivo y memoria consolidada), correspondientes al ejercicio social cerrado a 31 de diciembre de 2025, formuladas por el Consejo de Administración en su reunión de 24 de febrero de 2026 y elaboradas conforme a los principios de contabilidad que resultan de aplicación, ofrecen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de “Iberdrola, S.A.”, así como de sus sociedades dependientes comprendidas en la consolidación, tomadas en su conjunto, y que los informes de gestión complementarios de las cuentas anuales individuales y consolidadas y el Estado de información no financiera. Informe de Sostenibilidad consolidado incluyen un análisis fiel de la evolución y los resultados empresariales y de la posición de “Iberdrola, S.A.” y de sus sociedades dependientes comprendidas en la consolidación, tomadas en su conjunto, así como la descripción de los principales riesgos e incertidumbres a los que se enfrentan.

En Bilbao, a 24 de febrero de 2026

Don José Ignacio Sánchez Galán *Presidente*	Don Pedro Azagra Blázquez *Consejero delegado*

Don Juan Manuel González Serna *Vicepresidente primero*	Don Anthony Luzzatto Gardner *Vicepresidente segundo*	Don Ángel Jesús Acebes Paniagua *Consejero coordinador*
Don Íñigo Víctor de Oriol Ibarra *Consejero*	Don Manuel Moreu Munaiz *Consejero*	Don Xabier Sagredo Ormaza *Consejero*
Doña Sara de la Rica Goiricelaya *Consejera*	Doña Nicola Mary Brewer *Consejera*	Doña Regina Helena Jorge Nunes *Consejera*
Doña María Ángeles Alcalá Díaz *Consejera*	Doña Isabel García Tejerina *Consejera*	Doña Ana Colonques García-Planas *Consejera*

Diligencia que extiende el secretario general y del Consejo de Administración para hacer constar que no estampan su firma en este documento (i) el vicepresidente segundo, don Anthony Luzzatto Gardner, por encontrarse ausente por causas justificadas, y (ii) la consejera doña Regina Helena Jorge Nunes por encontrarse conectada a la reunión por medios de comunicación a distancia, suscribiéndolo en su lugar y respectivamente los consejeros independientes don Ángel Jesús Acebes Paniagua y doña María Ángeles Alcalá Díaz, en virtud de las autorizaciones expresamente conferidas a tal fin por el señor Gardner y por la señora Jorge Nunes, en las que dejan constancia de su voto a favor de la propuesta de formulación del Informe financiero anual correspondiente al ejercicio 2025.

Santiago Martínez Garrido