

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Informe de auditoría

Cuentas anuales consolidadas a 31 de diciembre de 2025

Informe de gestión consolidado



Informe de auditoría de cuentas anuales consolidadas emitido por un auditor independiente

A los accionistas de Repsol, S.A.:

Informe sobre las cuentas anuales consolidadas

Opinión

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Repsol, S.A. (la Sociedad dominante) y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol (el Grupo), que comprenden el balance de situación a 31 de diciembre de 2025, la cuenta de pérdidas y ganancias, el estado de ingresos y gastos reconocidos, 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.

Evaluación de la recuperación del valor en libros del inmovilizado intangible, el inmovilizado material y las inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación del Grupo, considerando las dinámicas de transición energética y cambio climático

Las cuentas anuales consolidadas adjuntas presentan, a 31 de diciembre de 2025, un inmovilizado intangible y un inmovilizado material por importe de 2.920 millones de euros (nota 16) y 25.652 millones de euros (nota 17), respectivamente.

Asimismo, el Grupo tiene inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación cuyo valor neto contable al cierre del ejercicio 2025 asciende a 3.721 millones de euros (nota 18).

El Grupo agrupa los activos en unidades generadoras de efectivo (UGE) y realiza el análisis de deterioro de los activos indicados por UGE, de acuerdo con la metodología y las hipótesis clave indicadas en las notas 3.5.1 y 6, siempre que existan indicios de que algún activo pudiera haber sufrido un deterioro y, al menos, una vez al año. El valor recuperable del importe en libros de dichos activos se determina, en general, en base al valor actual de los futuros flujos de efectivo generados por los mismos, basados en los planes de negocio, aprobados por la dirección, elaborados con escenarios que consideran la transición energética y la descarbonización de la economía y los compromisos de descarbonización adquiridos por la Sociedad dominante (nota 3.5.1).

En las pruebas de deterioro, tal como se indica en las notas citadas, el Grupo también ha considerado los principales riesgos derivados del cambio climático (riesgos transicionales) y, por tanto, las sendas de precios de los hidrocarburos, de la electricidad y del CO₂, los márgenes industriales y las hipótesis de la demanda contemplan las dinámicas de transición energética y de descarbonización de la economía y asumen la restricción de uso de combustibles fósiles y el desarrollo de tecnologías alternativas que supondrán una reducción de la demanda de productos de hidrocarburos a medio y largo plazo, tal como se recoge en los planes de negocio.

Igualmente, tal como se indica en la nota 27, existe un alto grado de incertidumbre sobre la evolución del contexto geopolítico y geoeconómico global.

Los principales procedimientos de auditoría realizados para esta cuestión clave han sido los descritos a continuación:

Hemos realizado el entendimiento del proceso de preparación de las pruebas de deterioro seguido por la dirección respecto a:

- La adecuación de la metodología aplicada a lo previsto en la normativa contable aplicable.
- El diseño, implementación y eficacia operativa de los controles relevantes establecidos por la dirección en el proceso de estimación del valor recuperable.
- La asignación de los activos a las UGEs, y el proceso para identificar aquellas que requieren evaluación de deterioro según los requisitos de la normativa contable aplicable.

En relación con cómo la dirección ha considerado en sus pruebas de deterioro las dinámicas de transición energética y cambio climático, juntamente con nuestros expertos en cambio climático y transición energética, hemos:

- Obtenido un entendimiento de los compromisos del Grupo Repsol en materia de transición energética y cambio climático, mediante entrevistas con la dirección y el análisis de información pública del Grupo Repsol sobre los mismos (entre otros, el informe de gestión consolidado y el estado de información no financiera consolidado e información sobre sostenibilidad), así como a través del análisis y evaluación de cómo dichos compromisos se encuentran plasmados en los planes estratégicos de los negocios.

En este contexto, tal como se indica en las notas 3.5.1 y 6 de la memoria de las cuentas anuales consolidadas adjuntas, el Grupo ha estimado las sendas de precios utilizadas en las pruebas de deterioro. En concreto:

- Crudo (Brent): la senda de precios de crudo se ha revisado a la baja hasta 2031, como consecuencia de las peores perspectivas de la demanda en China. A partir de entonces se mantiene la senda de precios del ejercicio 2024, ya que el aumento de la población y el crecimiento económico global determinan que la demanda de energía primaria continúe creciendo en las próximas décadas.
- Gas natural (Henry Hub): se revisa al alza como consecuencia de mejores perspectivas de demanda, sobre todo en Estados Unidos. La transición jugará un papel fundamental en las dinámicas del gas natural en Estados Unidos ya que se espera una contribución elevada al *mix* eléctrico. Adicionalmente, los incrementos de consumo de electricidad de los centros de datos también darán soporte a la demanda de gas para generación eléctrica, como fuente de energía estable.
- Electricidad en España (*pool* eléctrico): se ha modificado ligeramente a la baja la senda en los primeros años de proyección para adecuarla a una demanda de electricidad que crece a un ritmo muy inferior al de la entrada de generación fotovoltaica, lo que provoca un creciente porcentaje de horas con precios muy bajos. A partir de 2033 las revisiones al alza vienen sustentadas por el efecto combinado del aumento de la demanda y la entrada progresiva en operación de sistemas de almacenamiento de energía, que reducirá el apuntamiento de la senda de precios.
- CO₂: el Grupo ha revisado al alza los precios de los derechos de emisión del CO₂ hasta 2035 para adecuarse a la realidad del mercado actual, pues la curva de futuros (que ya asume los posibles cambios regulatorios y la entrada en funcionamiento del ETS 2) no muestra ninguna contracción para los próximos meses. Por el contrario, la visión en el largo plazo se mantiene sin cambios.
- Obtenido un entendimiento del entorno del sector (evolución de precios, presentaciones de otras empresas del sector, informes de analistas y agencias, expectativas de grupos de inversores sobre cambio climático, desarrollos normativos e impositivos en términos de cambio climático, etc.) para evaluar la concordancia de las prioridades estratégicas del Grupo con la realidad del mercado global de hidrocarburos y los escenarios de transición energética y cambio climático considerados globalmente.
- Entendido el mapa de los riesgos relacionados con el cambio climático y la transición energética que el Grupo tiene identificados, y hemos mantenido reuniones con la dirección para identificar las áreas en las que los riesgos de la transición energética y el cambio climático, identificados en el mapa de riesgos, pudieran generar un impacto en las cuentas anuales consolidadas.

Por otra parte, hemos evaluado las hipótesis y las principales estimaciones utilizadas en los cálculos, que incluyen tanto estimaciones a corto como a largo plazo sobre los precios de los hidrocarburos, la electricidad y el CO₂, el volumen de reservas y recursos de hidrocarburos, los perfiles de producción de los mismos, los márgenes de refino, la evolución de la demanda de hidrocarburos, los costes de operación, las inversiones necesarias y el periodo de las proyecciones. Sobre las principales hemos realizado los procedimientos que a continuación se describen.

Sobre los precios futuros de los hidrocarburos, la electricidad, el CO₂ y los márgenes de refino, hemos:

- Comparado, junto con nuestros expertos en valoraciones, las estimaciones de precios realizadas por la dirección con información publicada por bancos de inversión, consultoras y organizaciones y agencias relevantes de la industria.
- Comprobado si la dirección ha considerado las dinámicas de transición energética y descarbonización de la economía.
- Evaluado la coherencia de dichas estimaciones con los objetivos establecidos por el Grupo en esta materia en sus planes estratégicos.

Por otro lado, en relación con los negocios Industrial y Cliente se mantiene un escenario coherente con el paquete de medidas anunciadas por la Comisión Europea denominado “Fit for 55”, pero con una ralentización de la transición energética hasta 2030 debido al retraso en la implantación de las medidas regulatorias. Posteriormente, a partir de 2030, el escenario de demanda del transporte continuará con la hoja de ruta para la descarbonización de la Unión Europea, donde se prevén importantes descensos en la demanda de combustibles.

Respecto a los desgloses relativos a las estimaciones y juicios contables relacionados con el cambio climático, la descarbonización y su impacto en los análisis de deterioro, que se incluyen en la nota 3.5.2 de la memoria de las cuentas anuales consolidadas adjuntas, la dirección indica en la nota 1 que ha tenido en cuenta la publicación del IASB “Efectos de los asuntos relacionados con el clima en los estados financieros”.

En dicha nota 3.5.2 se expone que el Grupo espera que la transición energética traiga consigo volatilidad e incertidumbre sobre la evolución de los precios y la demanda de las materias primas a lo largo de las próximas décadas, por lo que ha realizado diversos análisis de sensibilidad sobre las variaciones de las principales hipótesis clave utilizadas en las pruebas de deterioro que consideran, entre otras, el escenario *Net Zero Emissions* 1,5° C de la Agencia Internacional de la Energía publicado en su informe *World Energy Outlook 2025* (nota 6.2).

Como consecuencia de los análisis anteriores, la dirección del Grupo ha reconocido correcciones valorativas por los importes indicados en la nota 6.1.

Esta cuestión resulta clave debido a que implica la aplicación de juicios críticos y estimaciones significativas por parte de la dirección, especialmente en los negocios de Exploración y Producción, Refino en España, Química y GBC (notas 3.5.1 y 3.5.2), sobre las hipótesis clave utilizadas, afectadas por la consideración de los impactos del cambio climático y de la transición energética, con un potencial impacto significativo en las cuentas anuales consolidadas del Grupo.

- Analizado, para las actividades de refino en España, la estimación del margen de refino y la demanda de combustibles fósiles, y la consistencia del plan estratégico para este negocio con las dinámicas de transición energética y cambio climático.

Para las tasas de descuento hemos evaluado, con la colaboración de nuestros expertos en valoraciones, las hipótesis y las principales estimaciones utilizadas en los cálculos de estas para cada uno de los negocios evaluados.

En relación con las estimaciones de reservas y recursos de hidrocarburos de los activos comprendidos en el segmento Exploración y Producción hemos:

- Realizado un entendimiento del proceso establecido por el Grupo a tal efecto, que incluye la utilización de expertos de la dirección, y hemos evaluado el resultado del trabajo, competencia, capacidad y objetividad de estos expertos.
- Comprobado la consistencia de los volúmenes estimados por los expertos de la dirección con los datos utilizados en la determinación del valor recuperable de los activos analizados.

Asimismo, hemos comprobado si los perfiles de producción de las reservas y recursos de hidrocarburos de los activos del segmento Exploración y Producción y los periodos de proyección de los flujos de caja de las UGEs Refino España, Química y Movilidad España son coherentes con los objetivos de descarbonización del Grupo Repsol.

Hemos comprobado los cálculos matemáticos incluidos en los modelos preparados por la dirección, y hemos cotejado el importe recuperable calculado por el Grupo con el valor neto contable de las UGEs, para evaluar la existencia o no de deterioro o reversión de deterioro y, en su caso, hemos comprobado el registro contable del deterioro o reversión del mismo de acuerdo con la normativa contable.

En cuanto a los análisis de sensibilidad llevados a cabo por la dirección hemos:

- Obtenido y evaluado los cálculos de sensibilidad sobre las principales hipótesis consideradas en los análisis de deterioro.

- Obtenido y evaluado los cálculos de sensibilidad sobre el análisis de deterioro realizado si se utilizaran las sendas de precios de los hidrocarburos incluidos en el escenario *Net Zero Emissions 1,5° C* de la Agencia Internacional de la Energía publicado en su informe *World Energy Outlook 2025*.

Respecto a la información y desgloses incluidos en las cuentas anuales consolidadas hemos:

- Contrastado su coherencia respecto a la información incluida en el informe de gestión consolidado y en el estado de información no financiera consolidado e información sobre sostenibilidad, que detallan los objetivos del Grupo Repsol respecto al cambio climático.
- Analizado la suficiencia de dicha información relacionada con la evaluación del valor recuperable de los activos analizados, según lo previsto en la normativa contable aplicable.

En base a los procedimientos que hemos realizado, consideramos que el enfoque y las conclusiones de la dirección, así como la información desglosada en las cuentas anuales consolidadas adjuntas, son coherentes con la evidencia obtenida.

Evaluación de la recuperación del valor en libros de los activos por impuestos diferidos

Tal como se muestra en el balance de situación consolidado adjunto, a 31 de diciembre de 2025 el saldo de los activos por impuestos diferidos asciende a 3.368 millones de euros, de los que, según se indica en la nota 8.3 de la memoria de las cuentas anuales consolidadas adjuntas, el importe correspondiente a bases imponibles negativas por pérdidas, deducciones y similares pendientes de aplicar asciende a 3.177 millones de euros.

Tal como se indica en la nota 8, los activos por impuestos diferidos sólo se reconocen cuando se considera probable que las entidades del Grupo que los han generado van a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales con las que hacerlos efectivos.

Nuestro análisis se inició con el entendimiento de la metodología aplicada para el análisis de la recuperación de estos activos.

Igualmente, hemos evaluado el diseño, implementación y eficacia operativa de los controles relevantes establecidos por la dirección en el proceso de reconocimiento de activos por impuestos diferidos.

También hemos comprobado la consistencia de las hipótesis consideradas por la dirección en las proyecciones financieras utilizadas para determinar los beneficios fiscales futuros con las hipótesis utilizadas en los análisis de deterioro del inmovilizado intangible y material del Grupo.

La dirección del Grupo, al evaluar si el importe registrado en las cuentas anuales consolidadas por estos activos es recuperable, considera la existencia de suficientes ganancias fiscales futuras que permitan compensar las pérdidas fiscales o aplicar los créditos fiscales existentes, la evaluación de las estimaciones de resultados de cada entidad o grupo fiscal de acuerdo con los planes de negocio del Grupo, y el periodo y el límite de cada país en que estos activos pueden ser recuperados.

En la nota 8.3 de la memoria de las cuentas anuales consolidadas adjuntas se detallan las principales variaciones correspondientes al ejercicio 2025.

Esta cuestión resulta clave debido a la naturaleza y significatividad de los activos reconocidos y a que implica la aplicación de estimaciones significativas (nota 3.5) sobre los beneficios fiscales futuros, lo que afecta a la evaluación sobre su recuperabilidad.

Además, junto con nuestros expertos fiscales, hemos evaluado la estimación del impuesto sobre beneficios, básicamente en lo relativo a la adecuación del tratamiento fiscal de las operaciones realizadas y los cálculos de los activos por impuestos diferidos respecto a la normativa fiscal aplicable.

Finalmente, hemos evaluado la suficiencia de la información revelada en las cuentas anuales consolidadas respecto a la valoración y reconocimiento de estos activos.

En base al trabajo que hemos realizado consideramos que las hipótesis y estimaciones realizadas por la dirección del Grupo respecto a la recuperación de los activos analizados son coherentes con la evidencia obtenida.

Evaluación de la recuperación de los activos del Grupo en Venezuela

Tal como se muestra en la nota 27 de la memoria de las cuentas anuales consolidadas adjuntas, la exposición patrimonial (valor neto contable de los activos expuestos a los riesgos de Venezuela) del Grupo en Venezuela a 31 de diciembre de 2025 asciende a 276 millones de euros, de acuerdo con el detalle incluido en dicha nota.

Según se detalla en la nota 27, en el ejercicio 2025 la situación económica del país sigue afectada por un sistema cambiario regulado, altos niveles de inflación y devaluaciones continuadas de la moneda local. La moneda funcional de las inversiones de Repsol en Venezuela es el dólar americano, excepto en el caso de Quiriquire Gas, S.A., cuyo valor neto contable es nulo (nota 27).

Nuestro análisis se ha iniciado con el entendimiento de los procesos que el Grupo tiene establecidos para la realización del análisis de valor de los activos en Venezuela, incluyendo los controles relevantes implantados.

Con la colaboración de nuestro equipo en Venezuela hemos realizado un entendimiento de la situación política, social y económica del país, incluyendo los acontecimientos sucedidos en las primeras semanas del ejercicio 2026. Igualmente, hemos obtenido y entendido la reforma parcial de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y las licencias emitidas por la OFAC.

En relación con la información financiera del negocio conjunto Cardón IV, S.A. que se integra en las cuentas anuales consolidadas, hemos evaluado la competencia y objetividad del auditor de este componente y hemos obtenido y evaluado las comunicaciones emitidas por éste, incluyendo sus hallazgos globales, conclusiones y opinión. Adicionalmente, hemos evaluado la información financiera del negocio conjunto Petroquiriquire, S.A., que se ha integrado en las cuentas anuales consolidadas del Grupo.

Los hechos ocurridos durante el ejercicio 2025 y las primeras semanas de 2026 generan incertidumbre sobre el desarrollo de los negocios del Grupo en Venezuela. En concreto, en marzo de 2025, la *Office of Foreign Assets Control* (OFAC) revocó la Licencia Específica otorgada a Repsol en 2024 que le permitía operar en Venezuela. Igualmente, en 2025 se ha mantenido la crisis política y económica en el país, influenciada por las sanciones impuestas por el Gobierno de los Estados Unidos a Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) y al Gobierno de Venezuela. Además, el 3 de enero de 2026 el Tribunal Supremo de Justicia venezolano ha emitido una sentencia declarando la ausencia forzosa del presidente y ha ordenado a la vicepresidenta que asuma la presidencia de la República, tomando posesión del cargo el 5 de enero de 2026.

Tal como se indica en la citada nota 27, a principios de 2026, el Secretario de Estado del Gobierno de Estados Unidos ha presentado un plan estratégico para Venezuela, la Asamblea Nacional de Venezuela ha aprobado la reforma parcial de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y la OFAC ha emitido las *General License* 46 (GL46), 47 (GL47), 48 (GL48), 30B (GL30B), 49 (GL49) y 50 (GL50).

En el contexto descrito, el Grupo ha analizado la recuperación de sus inversiones en Venezuela, así como el riesgo de crédito sobre las cuentas a cobrar de PDVSA, considerando la actualización del perfil de riesgo de PDVSA y del entorno previsible de los negocios, reconociendo en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada los impactos detallados en la nota 27.

Para la determinación de la pérdida esperada asociada al préstamo a Petroquiriquire, S.A y las cuentas a cobrar de PDVSA, el Grupo ha contratado a un experto independiente para validar los juicios de la dirección.

Esta cuestión requiere un elevado nivel de juicio y estimación (notas 3.5 y 27) que la dirección debe realizar para valorar la recuperación de sus activos en Venezuela, por lo que este asunto se ha considerado como una cuestión clave de auditoría.

En relación con el análisis del valor recuperable de los activos no corrientes de las sociedades mencionadas, hemos realizado procedimientos de auditoría como los expuestos en la cuestión clave de auditoría descrita previamente *“Evaluación de la recuperación del valor en libros del inmovilizado intangible, el inmovilizado material y las inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación del Grupo, considerando las dinámicas de transición energética y cambio climático”*.

Además, hemos analizado la razonabilidad de la provisión para riesgos y gastos constituida.

Por otro lado, para analizar el riesgo de crédito del préstamo otorgado a Petroquiriquire, S.A. y de las cuentas a cobrar con PDVSA, hemos realizado los siguientes procedimientos de auditoría, entre otros:

- Obtención y evaluación del contrato de préstamo a Petroquiriquire, S.A., así como otra información contractual relevante.
- Análisis de la razonabilidad del modelo de pérdida esperada preparado por la dirección.
- Análisis de la información incluida en el informe del experto independiente contratado por el Grupo para evaluar los juicios realizados por la dirección sobre el riesgo de crédito de Venezuela, y evaluación de la competencia de este experto y su objetividad, para satisfacernos de que estaba adecuadamente cualificado para llevar a cabo tal encargo.

Finalmente, hemos evaluado la suficiencia de la información revelada en las cuentas anuales consolidadas respecto a la situación de Venezuela, la presencia del Grupo en el país y sobre las hipótesis que soportan la valoración de estos activos.

En base al trabajo que hemos realizado consideramos que las hipótesis y estimaciones realizadas por la dirección del Grupo respecto a la recuperación de los activos analizados son coherentes con la evidencia obtenida.

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 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 han facilitado en la forma prevista en la normativa aplicable y, en caso contrario, 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 y control 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, de la situación financiera 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 citados administradores tienen intención de liquidar el Grupo o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

La comisión de auditoría y control 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 auditoría 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 y control 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 y control 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 y control 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 Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol 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 entidad, que formarán parte del informe financiero anual.

Los administradores de Repsol, 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).

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 y control de la Sociedad dominante

La opinión expresada en este informe es coherente con lo manifestado en nuestro informe adicional para la comisión de auditoría y control de la Sociedad dominante de fecha 19 de febrero de 2026.

Periodo de contratación

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 30 de mayo de 2025 nos nombró como auditores del Grupo por un periodo de un año para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025.

Con anterioridad, fuimos designados por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas para el periodo de tres años y hemos venido realizando el trabajo de auditoría de cuentas de forma ininterrumpida desde el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

Servicios prestados

Los servicios, distintos de la auditoría de cuentas, que han sido prestados al Grupo auditado se desglosan en la nota 31 de la memoria de las cuentas anuales consolidadas.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. (S0242)


Juan Manuel Anguita Amate (20367)

19 de febrero de 2026



PRICEWATERHOUSECOOPERS
AUDITORES, S.L.

2026 Núm. 01/26/00584

SELLO CORPORATIVO: 96.00 EUR

.....
Informe de auditoría de cuentas sujeto
a la normativa de auditoría de cuentas
española o internacional
.....

2025
Grupo Repsol
Cuentas anuales
consolidadas



ÍNDICE

ESTADOS FINANCIEROS

Cuenta de pérdidas y ganancias	2
Estado de ingresos y gastos reconocidos	3
Balance de situación	4
Estado de cambios en el patrimonio neto	5
Estado de flujos de efectivo	6

MEMORIA

Información general

(1) Acerca de estas Cuentas Anuales.....	7
(2) Sobre Repsol.....	7
(3) Criterios para la elaboración de estas Cuentas Anuales.....	8
(4) Segmentos de negocio.....	17

Resultados

(5) Resultado de explotación.....	21
(6) Deterioro de activos.....	26
(7) Resultado financiero.....	30
(8) Impuesto sobre beneficios.....	30
(9) Beneficio por acción.....	36

Estructura financiera y recursos financieros

(10) Estructura financiera.....	37
(11) Patrimonio neto.....	37
(12) Recursos financieros.....	41
(13) Activos financieros.....	44
(14) Operaciones con derivados y coberturas.....	46
(15) Riesgos financieros.....	50

Otros activos y pasivos

(16) Inmovilizado intangible.....	55
(17) Inmovilizado material.....	57
(18) Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación.....	61
(19) Otros activos y pasivos.....	64
(20) Provisiones corrientes y no corrientes.....	65
(21) Existencias.....	70
(22) Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar.....	71
(23) Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar.....	71
(24) Compromisos y garantías.....	72
(25) Combinaciones de negocios.....	73

Flujos de efectivo

(26) Flujos de efectivo.....	74
------------------------------	----

Otra información

(27) Riesgos geopolíticos.....	77
(28) Operaciones con partes vinculadas.....	81
(29) Obligaciones con el personal.....	83
(30) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo.....	85
(31) Remuneración a los auditores.....	87
(32) Hechos posteriores.....	88

Anexos ⁽¹⁾

Anexo I Estructura societaria del Grupo.....	89
A) Principales sociedades que configuran el perímetro del Grupo.....	89
B) Operaciones conjuntas del Grupo a 31 de diciembre de 2025.....	108
C) Principales variaciones del perímetro del Grupo en 2025.....	111
Anexo II Información por segmentos y conciliación con Estados Financieros NIIF-UE.....	120
Anexo III Marco regulatorio.....	121

⁽¹⁾ Los Anexos forman parte integrante de las Cuentas Anuales consolidadas.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Cuenta de pérdidas y ganancias correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2025 y 2024

	Nota	Millones de euros	
		2025	2024
Ventas		54.421	56.713
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos		440	409
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		69	(225)
Aprovisionamientos		(41.300)	(42.234)
Amortización del inmovilizado		(2.439)	(2.932)
(Dotación) / Reversión por deterioro		1	(946)
Gastos de personal		(2.178)	(2.199)
Transportes y fletes		(1.648)	(1.784)
Suministros		(654)	(663)
Beneficios / (Pérdidas) por enajenación y baja de activos		14	2
Otros ingresos / (gastos) de explotación		(4.017)	(4.196)
RESULTADO DE LAS OPERACIONES	5	2.709	1.945
Ingresos por intereses		257	341
Gastos por intereses		(291)	(303)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		(298)	220
Diferencias netas de cambio		468	(271)
(Dotación) / Reversión por deterioro de instrumentos financieros		25	(43)
Otros ingresos y (gastos) financieros		(106)	(156)
RESULTADO FINANCIERO	7	55	(212)
Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	18	53	439
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		2.817	2.172
Impuesto sobre beneficios	8	(717)	(562)
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO		2.100	1.610
Resultado atribuido a intereses minoritarios	11	(201)	146
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		1.899	1.756
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	9	Euros / acción	
Básico		1,62	1,43
Diluido		1,62	1,43

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Estado de ingresos y gastos reconocidos correspondiente a los ejercicios terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024

	Millones de euros	
	2025	2024
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	2.100	1.610
Por ganancias y pérdidas actuariales	(2)	(1)
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	8	—
Instrumentos de patrimonio con cambios en Otro resultado global	4	(1)
Efecto impositivo	—	—
OTRO RESULTADO GLOBAL - PARTIDAS NO RECLASIFICABLES AL RESULTADO	10	(2)
Cobertura de flujos de efectivo:	39	(524)
Ganancias / (Pérdidas) por valoración	(37)	(312)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	76	(212)
Diferencias de conversión:	(2.233)	1.077
Ganancias / (Pérdidas) por valoración	(2.269)	1.081
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	36	(4)
Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas:	(97)	(1)
Ganancias / (Pérdidas) por valoración	(94)	(1)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	(3)	—
Efecto impositivo	(70)	53
OTRO RESULTADO GLOBAL - PARTIDAS RECLASIFICABLES AL RESULTADO	(2.361)	605
TOTAL OTRO RESULTADO GLOBAL	(2.351)	603
RESULTADO TOTAL GLOBAL DEL EJERCICIO	(251)	2.213
a) Atribuido a la entidad dominante	(216)	2.312
b) Atribuido a intereses minoritarios	(35)	(99)

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balance de situación a 31 de diciembre de 2025 y 2024

	Nota	Millones de euros	
		31/12/2025	31/12/2024
Inmovilizado intangible	16	2.920	3.125
Inmovilizado material	17	25.652	27.977
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	18	3.721	3.186
Activos financieros no corrientes	13	1.000	1.533
Activos por impuesto diferido	8	3.368	4.405
Otros activos no corrientes	19	1.394	1.696
ACTIVO NO CORRIENTE		38.055	41.922
Activos no corrientes mantenidos para la venta	19	1.227	524
Existencias	21	5.475	6.211
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	22	6.557	7.364
Otros activos corrientes	19	135	296
Otros activos financieros corrientes	13	4.718	2.111
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	13	3.261	4.758
ACTIVO CORRIENTE		21.373	21.264
TOTAL ACTIVO		59.428	63.186

	Nota	Millones de euros	
		31/12/2025	31/12/2024
Fondos propios		26.654	25.883
Otro resultado global acumulado		(1.514)	606
Intereses minoritarios		2.478	2.610
PATRIMONIO NETO	11	27.618	29.099
Provisiones no corrientes	20	3.002	5.137
Pasivos financieros no corrientes	12	11.410	9.433
Pasivos por impuesto diferido y otros fiscales	8	2.419	2.658
Otros pasivos no corrientes	19	1.099	1.176
PASIVO NO CORRIENTE		17.930	18.404
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	19	466	4
Provisiones corrientes	20	1.177	1.514
Pasivos financieros corrientes	12	2.018	2.945
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	23	10.219	11.220
PASIVO CORRIENTE		13.880	15.683
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		59.428	63.186

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Estado de cambios en el patrimonio neto correspondiente a los ejercicios terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024

Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante y a otros tenedores de instrumentos de patrimonio (Nota 11)								
Fondos Propios								
Millones de euros	Capital	Prima de Emisión, reservas y dividendos	Acciones y part. en patrimonio propias	Otros instrumentos de patrimonio	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Otro resultado global acumulado	Intereses minoritarios	Patrimonio neto
Saldo final al 31/12/2023	1.217	19.485	(8)	2.288	3.168	47	2.873	29.070
Resultado total global del ejercicio	—	(1)	—	—	1.756	557	(99)	2.213
Operaciones con socios o propietarios:								
Ampliación / (Reducción) de capital	(60)	(771)	831	—	—	—	—	—
Dividendos y remuneración al accionista	—	(1.158)	—	—	—	—	(336)	(1.494)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	—	12	(825)	1	—	—	—	(812)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones del perímetro	—	(2)	—	—	—	2	—	—
Otras operaciones con socios o propietarios	—	—	—	—	—	—	183	183
Otras variaciones:								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	—	3.168	—	—	(3.168)	—	—	—
Obligaciones perpetuas subordinadas	—	(61)	—	2	—	—	—	(59)
Otras variaciones	—	9	—	—	—	—	(11)	(2)
Saldo final al 31/12/2024	1.157	20.681	(2)	2.291	1.756	606	2.610	29.099
Resultado total global del ejercicio	—	4	—	—	1.899	(2.119)	(35)	(251)
Operaciones con socios o propietarios:								
Ampliación / (Reducción) de capital	(52)	(649)	701	—	—	—	—	—
Dividendos y remuneración al accionista	—	(1.131)	—	—	—	—	(257)	(1.388)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	—	6	(702)	5	—	—	—	(691)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones del perímetro	—	11	—	—	—	(1)	97	107
Otras operaciones con socios o propietarios	—	—	—	—	—	—	65	65
Otras variaciones:								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	—	1.756	—	—	(1.756)	—	—	—
Obligaciones perpetuas subordinadas	—	(72)	—	750	—	—	—	678
Otras variaciones	—	1	—	—	—	—	(2)	(1)
Saldo final al 31/12/2025	1.105	20.607	(3)	3.046	1.899	(1.514)	2.478	27.618

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Estado de flujos de efectivo correspondiente a los ejercicios terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024

		Millones de euros	
	Nota	2025	2024
Resultado antes de impuestos		2.817	2.172
Ajustes al resultado:		2.495	3.880
Amortización del inmovilizado	16 y 17	2.439	2.932
Otros (netos)		56	948
Cambios en el capital corriente		607	(8)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(554)	(1.079)
Cobros de dividendos		93	328
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(312)	(51)
Otros cobros / (pagos) de las actividades de explotación		(335)	(1.356)
FLUJOS DE EFECTIVO DE EXPLOTACIÓN	26	5.365	4.965
Pagos por inversiones:	16, 17 y 18	(12.747)	(8.018)
Empresas del grupo y asociadas y préstamos a participadas		(413)	(1.142)
Inmovilizado material, intangible y otros		(3.746)	(5.106)
Otros activos financieros		(8.588)	(1.770)
Cobros por desinversiones:		6.827	5.053
Empresas del grupo y asociadas y préstamos a participadas		685	368
Inmovilizado material, intangible y otros		317	524
Otros activos financieros		5.825	4.161
Otros flujos de efectivo de las actividades de inversión		147	271
FLUJOS DE EFECTIVO DE INVERSIÓN	26	(5.773)	(2.694)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	11	26	(850)
Emisión		1.492	—
Devolución y amortización		(758)	—
Adquisición		(727)	(1.135)
Enajenación		19	285
Operaciones con minoritarios:	11	562	203
Cobros/pagos por transacciones con minoritarios		819	540
Dividendos pagados a minoritarios		(257)	(337)
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	12	903	1.028
Emisión		14.747	13.337
Devolución y amortización		(13.844)	(12.309)
Pagos por remuneraciones de accionistas y otros instrumentos de patrimonio	11	(1.197)	(1.153)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:		(1.158)	(869)
Pagos de intereses		(407)	(401)
Otros cobros / (pagos) de las actividades de financiación		(751)	(468)
FLUJOS DE EFECTIVO DE FINANCIACIÓN	26	(864)	(1.641)
EFFECTO DE LAS VARIACIONES DE LOS TIPOS DE CAMBIO		(225)	(1)
AUMENTO / (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	26	(1.497)	629
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL INICIO DEL PERIODO		4.758	4.129
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	13	3.261	4.758
Caja y bancos		2.277	3.406
Otros activos financieros		984	1.352

INFORMACIÓN GENERAL

(1) Acerca de estas Cuentas Anuales

Las presentes Cuentas Anuales consolidadas de Repsol, S.A. y sus sociedades participadas, que configuran el Grupo Repsol, presentan la imagen fiel de su patrimonio, de su situación financiera y de sus resultados, así como los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo, del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2025.

Se han elaborado de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB) y adoptadas por la Unión Europea (UE) y las demás disposiciones del marco normativo aplicable. La normativa contable exige la aplicación de criterios y políticas por parte de la Compañía (ver Nota 3.4). Por otra parte, para la elaboración de la información contenida en estas Cuentas Anuales es necesario realizar estimaciones y juicios contables que pueden resultar significativos (ver Nota 3.5).

Estas Cuentas Anuales incluyen información que refleja los impactos del cambio climático y de las dinámicas de transición energética (ver Notas 3.5.2 y Anexo III). En su elaboración se ha tenido en cuenta la publicación del IASB "Efectos de los asuntos relacionados con el clima en los estados financieros" sobre el impacto del cambio climático en la aplicación de las NIIF en la información financiera.

La preparación de las Cuentas Anuales consolidadas es responsabilidad de los Administradores de Repsol, S.A., sociedad matriz del Grupo. Las presentes, han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. en su reunión del 18 de febrero de 2026 y se someterán a la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación. Las correspondientes al ejercicio 2024 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 30 de mayo de 2025 y se encuentran disponibles en www.repsol.com.

Junto a las Cuentas Anuales consolidadas se publica el Informe de Gestión consolidado 2025 del Grupo, que integra información financiera y de sostenibilidad (medioambiental, social y de gobernanza). El Informe de Gestión incluye, como anexos, el Estado de Información No Financiera consolidado, el Informe Anual de Gobierno Corporativo y el Informe Anual sobre Remuneraciones de los Consejeros. Como información complementaria, Repsol publica el Informe sobre actividades de exploración y producción de hidrocarburos y el Informe de pagos a Administraciones Públicas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Todos estos informes están disponibles en www.repsol.com.

(2) Sobre Repsol

2.1 Sociedad matriz

La entidad matriz del Grupo Repsol es Repsol, S.A., una entidad de derecho privado constituida con arreglo a la legislación española sujeta a la Ley de Sociedades de Capital y a la demás normativa aplicable a las sociedades anónimas cotizadas.

El domicilio social se encuentra en la calle Méndez Álvaro número 44 de Madrid, España, donde también se encuentra la Oficina de Información al Accionista, cuyo número de teléfono es el 900.100.100. Figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en la hoja número M-65289 y está provista de C.I.F. número A-78/374725 y C.N.A.E. número 70.10. Su página web se encuentra en www.repsol.com.

Las acciones de Repsol, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia). La Compañía también dispone de un Programa de ADR (*American Depositary Receipt*) que cotiza en el mercado OTCQX (plataforma dentro de los mercados *over-the-counter* de los Estados Unidos que distingue a aquellos emisores con mejores políticas de información al mercado y sólidas actividades de negocio).

2.2 Grupo Repsol

Repsol (en adelante "*Repsol*", "*Compañía*", "*Grupo Repsol*" o "*Grupo*") es un grupo energético global que con el propósito de explorar y descubrir las infinitas posibilidades de la energía, realiza actividades en el sector de hidrocarburos a lo largo de toda su cadena de valor (exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, refinación, producción, transporte y comercialización de una amplia gama de productos petrolíferos, petroquímicos y derivados, gas natural y biocombustibles), así como actividades de generación y comercialización de energía eléctrica.

El Grupo está compuesto por aproximadamente 630 sociedades, dependientes, negocios conjuntos y asociadas con presencia en 30 países (principalmente en España y Estados Unidos) que, en ocasiones, desarrollan actividades en el extranjero a través de sucursales, establecimientos permanentes, etc... Las principales sociedades y el organigrama societario resumido del Grupo se presentan en el apartado 2.3 del Informe de Gestión consolidado 2025.

En 2025, los principales cambios en la estructura societaria corresponden a las adquisiciones en activos vinculados a la generación renovable, la transformación industrial y la expansión internacional en la actividad de lubricantes, así como las desinversiones en el segmento de Exploración y Producción y los acuerdos de rotación de activos de generación renovable (Véase Notas 16, 17 y 18). La composición del Grupo se recoge en los Anexos IA y IB y los principales cambios en la estructura societaria en el Anexo IC.

Las actividades de Repsol se encuentran sujetas a una amplia regulación descrita en el Anexo III.

(3) Criterios para la elaboración de estas Cuentas Anuales

3.1 Principios generales

Las Cuentas Anuales consolidadas se han elaborado de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el *International Accounting Standards Board* (IASB) y adoptadas por la Unión Europea (UE) a 31 de diciembre de 2025 y las demás disposiciones del marco normativo aplicable.

Se han preparado a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y de sus sociedades participadas (incluyendo las sociedades dependientes de Repsol, acuerdos conjuntos y asociadas), cuyos criterios contables se han homogeneizado con los de la matriz con el fin de presentar los estados financieros consolidados aplicando normas contables homogéneas.

El Grupo Repsol elabora sus Cuentas Anuales consolidadas incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas y las presenta en millones de euros, salvo que se indique otra unidad.

3.2 Comparación de la información

Las novedades en la normativa contable que han sido aplicadas por el Grupo a partir del 1 de enero de 2025 no han tenido un impacto significativo en las Cuentas Anuales consolidadas, dada su naturaleza y alcance¹.

3.3 Nuevos estándares emitidos de aplicación obligatoria futura

A continuación, se desglosan las normas, y sus modificaciones, emitidas por el IASB y de aplicación obligatoria futura:

Adoptadas por la Unión Europea	Fecha de 1ª aplicación
Modificaciones a NIIF 9 y NIIF 7 - Modificaciones a la clasificación y medición de instrumentos financieros	01/01/2026
Modificaciones a NIIF 9 y NIIF 7 - Contratos que hacen referencia a la electricidad dependiente de la naturaleza	01/01/2026
Mejoras Anuales a las NIIF - Volumen 11 ⁽¹⁾	01/01/2026
NIIF 18 - Presentación y desgloses de información en los estados financieros	01/01/2027
Pendientes de adopción por la Unión Europea ⁽²⁾	Fecha de 1ª aplicación
NIIF 19 - Dependientes sin contabilidad pública	01/01/2027
Modificaciones a la NIIF 19 - Dependientes sin contabilidad pública	01/01/2027
Modificaciones a NIC 21 - Los efectos de cambios en los tipos de cambios: Conversión a una moneda de presentación hiperinflacionaria	01/01/2027

⁽¹⁾ Mejoras que afectan a la NIIF 1 - Adopción por primera vez de las NIIF, NIIF 7 - Instrumentos Financieros: información a revelar, NIIF 9 - Instrumentos Financieros, NIIF 10 - Estados Financieros Consolidados y NIC 7 - Estados de Flujos de efectivo.

⁽²⁾ Adicionalmente a las modificaciones que figuran en esta Nota, el IASB emitió las Modificaciones a NIIF 10 y NIC 28 "Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto" sin fecha de primera aplicación obligatoria, a la espera de finalizar su Proyecto de "Método de la participación" y tomar una decisión respecto a las mismas.

En lo relativo a la futura aplicación de la NIIF 18 "Presentación y desgloses de información en los estados financieros", esta norma, si bien no tendrá impacto en el resultado, en los flujos de efectivo, ni en la posición financiera del Grupo, sí incorporará nuevos criterios de presentación -fundamentalmente en lo que respecta a la cuenta de pérdidas y ganancias y al estado de flujos de efectivo y, en menor medida, al balance de situación- así como nuevos requerimientos de desglose de información y criterios de agregación y desagregación, tanto en los estados financieros primarios, como en las notas. Preliminarmente, los principales impactos identificados se corresponden con las tres categorías para la presentación de ingresos y gastos (operativo, inversión y financiación) y los consiguientes nuevos subtotales ("*resultado operativo*" y "*resultado antes de financiación e impuestos*"), además de los criterios de presentación de determinadas partidas, tanto en la cuenta de pérdidas y ganancias (destacando la presentación de las diferencias de cambio dentro de cada categoría atendiendo a la naturaleza de la partida que las genera), como en el estado de flujos de efectivo (destacando los dividendos recibidos de empresas participadas dentro de los flujos de efectivo de inversión), así como la consideración del "*resultado operativo*" como nuevo punto de partida para la elaboración del estado de flujos de efectivo.

En relación a la aplicación de las Modificaciones a NIIF 9 y NIIF 7 - Contratos que hacen referencia a la electricidad dependiente de la naturaleza, facilitarán tanto la aplicación de la excepción de "uso propio", como la utilización de estos contratos como instrumento de cobertura en relaciones de cobertura contable de flujos de efectivo.

En lo referente al resto de cambios normativos adoptados por la UE, el Grupo no ha identificado ningún impacto significativo en los estados financieros consolidados, bien por su naturaleza, o bien por el alcance de los mismos.

Por lo que respecta a los potenciales impactos que los cambios normativos pendientes de adopción por parte de la UE pudieran tener en los estados financieros consolidados, el Grupo está analizando los mismos, sin que a la fecha se hayan identificado efectos significativos.

¹ A partir del 1 de enero de 2025 se ha aplicado sin impactos significativos, la norma adoptada por la Unión Europea "Modificaciones a la NIC 21 - Ausencia de convertibilidad".

3.4 Políticas contables

Las principales políticas y opciones contables de Repsol se desglosan a continuación y otras específicas se presentan, en recuadros de texto, destacadas a lo largo de las notas de las presentes Cuentas Anuales consolidadas:

3.4.1 Principios de consolidación

Repsol clasifica las inversiones como sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y entidades asociadas en función del grado de control o influencia que ejerce sobre las mismas:

- Sociedades dependientes: aquellas sobre las que Repsol ejerce control al tener la mayoría de los miembros del consejo de administración u órgano de gobierno equivalente o poseer derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes que afectan de forma significativa a los rendimientos variables de la participada, estando expuesta o teniendo derechos sobre los mismos a través de su implicación en la misma. Adicionalmente, Repsol gestiona la operativa y actividades relevantes de estas sociedades. Las sociedades dependientes pueden tener accionistas minoritarios con diferentes derechos protectivos, en función del porcentaje de participación que posean. Las sociedades dependientes son consolidadas siguiendo el método de integración global.
- Acuerdos conjuntos: aquellos acuerdos en las que las decisiones estratégicas operativas y financieras requieren del consentimiento unánime de las partes que comparten el control (control conjunto). Se clasifican como: a) operaciones conjuntas (*Joint Operating Agreements*, JOA): articuladas a través de un acuerdo o vehículo que no limita los riesgos y beneficios del partícipe, que se integran en los estados financieros de los socios en función de su participación en los derechos y obligaciones sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos que surgen del acuerdo; o b) negocios conjuntos (*Joint Ventures*, JV): aquellos que representan un interés en los activos netos del acuerdo y que se registran contablemente de acuerdo con el método de la participación.
- Asociadas: aquellas entidades sobre las que existe influencia significativa (no se requiere el consentimiento de Repsol en la toma de las decisiones estratégicas operativas y financieras, pero Repsol tiene capacidad para intervenir en las mismas), se reflejan en los estados financieros consolidados de acuerdo al método de la participación.

Adicionalmente, las participaciones en aquellas sociedades sobre las que el Grupo no ostenta ni control, control conjunto o influencia significativa, son clasificadas como inversiones financieras y valoradas de acuerdo a lo dispuesto en la NIIF 9 - Instrumentos financieros.

3.4.2 Moneda funcional

Las partidas incluidas en las presentes Cuentas Anuales consolidadas de cada una de las sociedades del Grupo se valoran utilizando su moneda funcional, es decir, la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera. Cuando ésta es distinta a la moneda de presentación, es decir, al euro, se convierten como se describe a continuación: (i) para los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se aplica el tipo de cambio de cierre en la fecha del correspondiente balance, (ii) para las partidas de gastos e ingresos se utiliza el tipo de cambio medio acumulado del ejercicio (no obstante, en el caso de transacciones relevantes se utiliza el tipo de cambio de la fecha de la transacción) y (iii) las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de lo anterior se reconocen en el epígrafe "*Diferencias de conversión*", en el patrimonio neto.

Las transacciones denominadas en una moneda distinta de la moneda funcional de una sociedad del Grupo, se consideran transacciones en moneda extranjera y se contabilizan en su moneda funcional aplicando el tipo de cambio vigente en la fecha de la transacción. Al cierre de cada ejercicio, los saldos de balance de las partidas monetarias en moneda extranjera se valoran aplicando el tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio que surgen de tal valoración se registran en el epígrafe "Diferencias de cambio" incluido en el Resultado financiero.

3.4.3 Combinaciones de negocio

Las combinaciones de negocio en las que el Grupo adquiere el control de uno o varios negocios mediante la fusión de varias empresas o por la adquisición de todos los elementos patrimoniales de una empresa o de una parte que constituya uno o más negocios, se registran por el método de adquisición de acuerdo con lo dispuesto en la NIIF 3 "Combinaciones de Negocio". El método de adquisición implica, salvo por las excepciones de reconocimiento y medición establecidas en la NIIF 3, la contabilización en la fecha de adquisición de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos por su valor razonable en dicha fecha, siempre y cuando este valor pueda ser medido con fiabilidad. Los pasivos asumidos en la combinación de negocios, que son objeto de contabilización incluyen cualquier pasivo contingente identificado, aunque el mismo no hubiese sido reconocido de acuerdo con los criterios generales de registro contable de provisiones por no ser probable la salida de beneficios económicos, siempre y cuando se corresponda con una obligación presente surgida de sucesos pasados y su valor razonable puede ser medido con fiabilidad. Los costes relacionados con la adquisición se registran como gastos en la cuenta de pérdidas y ganancias.

La diferencia entre el coste de la combinación de negocios y el valor de los activos identificables adquiridos menos el de los pasivos asumidos se registra como fondo de comercio, en el caso en que sea positiva, o como un ingreso en la cuenta de pérdidas y ganancias en el caso en que sea negativa.

El periodo de valoración de las combinaciones de negocio se inicia en la fecha de adquisición y finaliza cuando Repsol concluye que no puede obtener más información sobre los hechos y circunstancias que existían a la fecha de adquisición. Este periodo, en ningún caso, superará un año desde la fecha de adquisición. Durante el periodo de valoración de la combinación de negocios se considera provisional.

En el caso de las adquisiciones de proyectos de generación eléctrica renovable, la clasificación como combinaciones de negocio o adquisición de activos depende en gran medida de la fase en la que esté el activo adquirido en la fecha de adquisición. Con carácter general, no son susceptibles de ser calificados como negocio aquellos que no hayan alcanzado, al menos, el hito "*ready to build*", que es aquel que pone fin a la fase de pre-desarrollo y es previo a la fase de desarrollo o construcción. No obstante, cada transacción requiere un análisis específico para su calificación como combinación de negocios o como adquisición de activos.

3.4.4 Actividades de exploración y producción de hidrocarburos

Repsol registra las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos utilizando políticas contables basadas principalmente en el método de exploración con éxito ("*successful-efforts*"). De acuerdo con estas políticas, el tratamiento contable de los diferentes costes incurridos es el siguiente:

- Los costes de adquisición (incluyendo bonos, costes legales, etc.) de nuevos intereses en zonas con reservas, incluyendo los adquiridos en combinaciones de negocios, se capitalizan en el epígrafe "*Inversiones en zonas con reservas*" del inmovilizado material.
- Los costes de adquisición de permisos de exploración y los costes de geología y geofísica (G&G) incurridos durante la fase exploratoria son capitalizados en el epígrafe "*Permisos de exploración*" del inmovilizado intangible. Durante la fase de exploración y evaluación no son objeto de amortización, siendo evaluada la existencia de deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor, conforme a los indicadores de la NIIF 6 "*Exploración y evaluación de recursos minerales*". Una vez finalizada la fase de exploración y evaluación, si no se encuentran reservas económicamente viables, los importes capitalizados son registrados como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias.
- Los costes de perforación de sondeos de exploración se capitalizan en el epígrafe "*Inversiones en exploración*" del inmovilizado material, pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas económicamente viables, los costes de perforación inicialmente capitalizados son registrados en la cuenta de pérdidas y ganancias. En aquellos casos en los que se encuentran reservas, pero las mismas están en evaluación para su clasificación como probadas (ver apartado siguiente), su registro contable depende de las siguientes circunstancias:
 - Si se requieren inversiones adicionales previas al inicio de la producción, permanecen capitalizadas mientras se cumplan las siguientes condiciones: (i) la cantidad de reservas encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la inversión requerida es efectuada, y; (ii) se ha realizado un progreso suficiente en la evaluación de reservas y de la viabilidad operativa del proyecto. Si alguna de estas condiciones no se cumpliera, los importes capitalizados se considerarían deteriorados y serían registrados como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias.
 - En todas las demás circunstancias, si no existe el compromiso para la realización de actividades significativas de evaluación de las reservas o de desarrollo del proyecto en un periodo razonable después de finalizar la perforación del pozo, se registran como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias.
- Los costes de perforación de sondeos exploratorios que hayan dado lugar a un descubrimiento de reservas comercialmente explotables son reclasificados (junto a los permisos de exploración y G&G asociados "*Inversiones en exploración*") al epígrafe "*Inversión en zonas con reservas*" del inmovilizado material por su valor neto contable.
- Los costes de exploración, distintos de los costes de G&G y los costes de perforación de sondeos y los bonos, son registrados como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias.
- Los costes de desarrollo incurridos para la extracción de los hidrocarburos, su tratamiento o almacenaje se capitalizan en el epígrafe "*Inversión en zonas con reservas*" del inmovilizado material.
- Los costes por los futuros abandonos y desmantelamiento de campos se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en el epígrafe "*Inversiones en zonas con reservas*" con abono al epígrafe de provisiones por desmantelamiento de campos (ver Nota 20).
- Las inversiones capitalizadas se amortizan de acuerdo con el método de unidad de producción conforme a los siguientes criterios:
 - Las inversiones realizadas para la adquisición, descubrimiento, desarrollo y producción de reservas probadas y probables (incluyendo los costes de exploración reclasificados a inversiones en zonas con reservas), se amortizan en función de la relación existente entre la producción del ejercicio y dichas reservas que se prevén producir sin necesidad de incurrir en inversiones adicionales.
 - Los costes incurridos en sondeos para el desarrollo de reservas de hidrocarburos se amortizan en función de la relación existente entre la producción del ejercicio y el total de las reservas probadas más probables desarrolladas que se esperan obtener (ver apartado siguiente).

Los cambios en las estimaciones de reservas se consideran en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

3.5 Estimaciones y juicios contables

La preparación de los estados financieros de acuerdo con los principios contables de aplicación requiere que se realicen juicios y estimaciones que afectan al reconocimiento y valoración de activos y pasivos, de ingresos y gastos del periodo, así como al desglose de activos y pasivos contingentes. Los resultados podrían diferir de manera significativa dependiendo de las estimaciones realizadas.

Los criterios contables y las áreas que principalmente requieren juicios y estimaciones para la preparación de los estados financieros son: (i) reservas y recursos de crudo y de gas natural (ver Nota 3.5.1), (ii) valor recuperable de los activos (ver Nota 3.5.1 y Nota 6), (iii) combinaciones de negocio y criterios de consolidación (ver Notas 3.4.1, 3.4.3, 18 y 25), (iv) provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias tales como las ocasionadas por daños medioambientales (ver Nota 20), (v) impuesto sobre beneficios, créditos y contingencias fiscales y activos por impuestos diferidos (ver Nota 8); (vi) valor de mercado de los instrumentos financieros derivados (Notas 12, 13 y 14), y (vii) evaluación de las inversiones en Venezuela (ver Notas 15.3, 18 y 27). Adicionalmente, hay que señalar que varios de los juicios y de las estimaciones anteriores incorporan las incertidumbres correspondientes a los escenarios de transición energética y de políticas para la descarbonización en que se desarrollan nuestros negocios, así como las correspondientes al contexto geopolítico actual.

A continuación, se describen las principales estimaciones y juicios contables realizados por la Dirección y los Administradores de Repsol para la elaboración de los estados financieros consolidados. Por último, se describen aquellos aspectos de las estimaciones que están específicamente relacionados con los efectos previstos por el cambio climático y la transición energética.

3.5.1 Estimación del valor recuperable de los activos

Metodología

La metodología utilizada por el Grupo en la estimación del importe recuperable de los activos es, en general, el valor en uso, calculado a partir del valor actual de los flujos de efectivo futuros esperados por la explotación de tales activos².

Las proyecciones de flujos de caja se basan en las mejores estimaciones disponibles de ingresos, gastos e inversiones de las distintas unidades generadoras de efectivo (UGE)³, para lo que se utilizan previsiones sectoriales, experiencia pasada y expectativas de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. Las estimaciones contemplan escenarios de transición energética y descarbonización de la economía y son consistentes con los compromisos de descarbonización adquiridos por Repsol, así como con los objetivos estratégicos.

Principales hipótesis macroeconómicas

Las variables macroeconómicas utilizadas para la valoración de los activos son consistentes con las que se utilizan en la elaboración de los presupuestos y los planes de negocio de los activos:

- El marco macroeconómico para los países en los que el Grupo tiene actividad contempla variables tales como la inflación, el PIB, el tipo de cambio, etc. Se elabora de acuerdo con la información recogida en informes internos que reflejan las previsiones propias, basadas en información externa relevante disponible (consultores y organismos especializados).
- Las sendas de precios del petróleo, del gas natural, de la electricidad y del CO₂ utilizadas para el test de deterioro son estimaciones propias, que se contrastan con los escenarios de agencias internacionales y otros actores del mercado. Las sendas se elaboran a partir de la información macroeconómica, financiera, de mercado y de las previsiones disponibles de analistas.

En particular, para el cálculo de los precios del crudo y gas se analizan las variables claves del mercado y de su previsible evolución, con previsiones propias del balance oferta-demanda de energía y de precios. La visión a más largo plazo está también explicada por el seguimiento de otras variables como el declino de los campos de crudo y gas, los CAPEX reales, la sostenibilidad financiera de las empresas del sector a determinados entornos de precios y la dinámica en los países OPEP en cuanto a sostenibilidad fiscal.

- Para la elaboración de las sendas a corto plazo se tienen en cuenta básicamente los informes de previsión realizados por una selección de bancos de inversión, macro consultoras (*S&P Platts*, *Wood Mackenzie*, *Energy Aspects* y *Oxford Economics*) y la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés).
- Respecto al largo plazo, la fuente que presenta un análisis suficientemente detallado de sus previsiones es la agencia de referencia IEA, que además realiza estudios pormenorizados de oferta, demanda y previsiones de precios bajo distintos escenarios.

² Adicionalmente, en algunas ocasiones, también se utilizan los precios de transacciones recientes o previstas como mejor aproximación al valor recuperable.

³ Unidad generadora de efectivo: grupo identificable de activos más pequeño capaz de generar flujos de efectivo que sean, en buena medida, independientes de los flujos de efectivo derivados de otros activos o grupos de activos. El importe recuperable de una inversión en una asociada o negocio conjunto se evalúa de manera individual.

Con todos estos elementos se realizan modelos econométricos propios de precios, que se comparan con previsiones externas, tanto públicas como privadas⁴.

- La senda de precios del CO₂ más relevante para el Grupo en el test de deterioro se corresponde con los precios de los derechos de emisiones en el actual mecanismo de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea (ETS-UE). La senda utilizada para el test de deterioro (ver Nota 6) es consistente con el precio interno del carbono para la toma de decisiones de inversión de nuevos proyectos. Para otros países con derechos de emisiones o impuestos al CO₂, se utilizan hipótesis específicas.
- Para el cálculo de las previsiones de los precios de la electricidad en España se utiliza un modelo propio que pondera la influencia de los distintos factores en el mercado mayorista. Si bien el modelo responde principalmente a los precios del gas natural y los derechos de emisiones de CO₂, también se refleja el impacto que tendrán los nuevos desarrollos futuros de capacidad de generación renovable, así como las previsiones económicas que puedan influir en la evolución de la demanda. Las conclusiones obtenidas se comparan con previsiones externas que la Compañía obtiene de agencias especializadas.
- Respecto de los escenarios de evolución de la demanda del transporte terrestre previstos en la estimación de los flujos de caja de los negocios industriales y comerciales de Repsol, en Europa se mantiene un escenario coherente con el paquete de medidas anunciadas por la Comisión Europea denominado "Fit for 55", pero con una ralentización de transición energética hasta 2030 debido al retraso en implantación de la medidas regulatorias. Posteriormente a partir del 2030 el escenario de demanda del transporte continuará con la hoja de ruta para la descarbonización de la EU, donde se prevén importantes descensos en la demanda de combustibles.

Para completar la información, ante la incertidumbre consustancial a las hipótesis de largo plazo que se utilizan, se ofrecen las sensibilidades (positivas y negativas) a las variaciones razonables de las principales hipótesis utilizadas en el test de deterioro (precios de crudo y gas, precios del CO₂, producción de hidrocarburos, márgenes de los negocios, tasas de descuento...) en la Nota 6.2.

Tasas de descuento

Los flujos de efectivo futuros se descuentan a su valor actual a partir de una tasa específica para cada UGE, determinada en función de la moneda de sus flujos de caja y de los riesgos a ellos asociados. Repsol utiliza como tasa de descuento el coste medio ponderado del capital empleado después de impuestos para cada país y negocio. Esta tasa trata de reflejar las evaluaciones actuales del mercado en lo referente al valor temporal del dinero y a los riesgos específicos del negocio. Por tanto, la tasa de descuento utilizada tiene en cuenta la tasa libre de riesgo, el riesgo-país, la moneda en la que se generan los flujos de caja y el riesgo de mercado, crediticio y de negocio. Para que los cálculos sean consistentes, las estimaciones de flujos de caja futuros no reflejan los riesgos que ya se han considerado en la tasa de descuento o viceversa. La tasa de descuento utilizada considera el apalancamiento medio del sector durante los últimos cinco años, como aproximación razonable de la estructura de capital óptima, tomando como referencia empresas comparables. Sus principales componentes son los siguientes:

- El tipo de interés libre de riesgo para los flujos en dólares es el del bono soberano de EE.UU. a 10 años y para los flujos en euros el del bono soberano de Alemania a 10 años;
- En cuanto al riesgo-país se utilizan (i) cotizaciones de mercado, tales como el diferencial de los bonos soberanos en euros o dólares americanos con respecto a la deuda emitida por Alemania (euros) o EE.UU. (USD) respectivamente, (ii) estimaciones de riesgo-país contenidas en el EMBI (*Emerging Markets Bond Index*) publicado por JP Morgan, y (iii) estimaciones de riesgo-país publicadas por tres proveedores externos -*Country Risk Rating (IHS Global Insight)*, *International Country Risk Guide (PRS Group)* y *Business Monitor International (Fitch Group)*- todo ello ajustando las características específicas de cada negocio y/o país;
- Se utiliza una prima de riesgo de mercado diferente en función de la divisa (EUR y USD); y
- Respecto de las primas de riesgo de negocio (β tas), se calculan de forma específica a partir de series históricas a 5 años de compañías comparables, para cada uno de los negocios.

⁴ La comparación se realiza para posicionar las sendas internas respecto a las medias y desviaciones típicas calculadas a partir del consenso de mercado que incluye, entre otros, los precios estimados por la IEA en sus escenarios: el "Stated Policies Scenario" (STEPS), que contempla las políticas climáticas y de descarbonización ya establecidas por los gobiernos, y el "Current Policies Scenario" (CPS), que considera exclusivamente las políticas adoptadas en la legislación y normativa vigente, asumiendo además que no habrá cambios futuros, incluso cuando existan señales de intención por parte de los gobiernos. Ambos escenarios proceden del informe anual de la IEA, *World Energy Outlook 2025* (WEO 2025). En esta edición del WEO, la IEA ha discontinuado el escenario Announced Pledges (APS), que suponía que los gobiernos cumplirían, en su totalidad y a tiempo, todos los compromisos relacionados con el clima que han anunciado, incluidos los objetivos de cero emisiones netas a largo plazo y los compromisos en las contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC), así como los compromisos en áreas relacionadas, como el acceso a la energía. Para más información véase www.iea.org.

Estimación de los flujos de caja

Para la estimación de los flujos de caja⁵ de los activos se calcula la evolución prevista de las variables clave de acuerdo con las expectativas consideradas en el presupuesto anual y en los planes de negocio, que están elaborados con escenarios que consideran la transición energética y la descarbonización de la economía en coherencia con los objetivos de descarbonización adquiridos por Repsol (ver Nota 3.5.2).

No obstante, la estimación de los flujos de efectivo de los activos que se encuentran en fase de producción, se realiza teniendo en cuenta su estado al momento de llevar a cabo la estimación. En concreto, no se tienen en cuenta las inversiones futuras para mejoras en el desempeño del activo ni por cambios tecnológicos, ni siquiera los que hoy se pueden anticipar y que pueden suponer una estrategia válida de transformación de los activos en el contexto previsible de la transición energética.

Activos de exploración y producción de hidrocarburos

La valoración de los activos productivos de Exploración y Producción utiliza proyecciones de flujos de caja que abarcan la vida económicamente productiva de los campos de petróleo y gas, limitada por la finalización de los permisos, acuerdos o contratos de explotación y en consistencia con la regulación en materia climática y medioambiental de cada país. El vencimiento de los flujos oscila entre 2026 y 2074. Los activos convencionales en producción no superan el año 2054 y los no convencionales, situados en USA tienen una vida productiva mayor. En cualquier caso, aproximadamente el 92% del valor de los flujos de caja de estos activos se recupera antes de 2040, lo que evidencia la reducida exposición del Grupo a activos expuestos a su abandono temprano ("*stranded assets*").

Los principios generales aplicados para la determinación de las variables que más afectan a los flujos de caja de ese negocio se describen a continuación:

- Precios de venta de hidrocarburos. Las referencias internacionales principales que utiliza el Grupo son: Brent, WTI (*West Texas Intermediate*) y HH (*Henry Hub*). En aquellos países en los que los precios internacionales no reflejan las circunstancias del mercado de referencia, los precios utilizados tienen en cuenta las referencias de dicho mercado.
- Reservas, recursos y perfiles de producción. Los perfiles de producción se estiman en función de vida productiva de pozos existentes y de los planes de desarrollo de cada campo productivo. Para la estimación de reservas y recursos de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios establecidos por el sistema "*SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG/SPWLA/EAGE Petroleum Resources Management System*", referido normalmente por su acrónimo "*SPE-PRMS (SPE-Society of Petroleum Engineers)*". Las sendas de precios utilizadas en esta estimación son las mismas que las utilizadas en el test de deterioro de los activos.

La estimación de las reservas y recursos de crudo y gas⁶ es un proceso clave para la toma de decisiones de la Compañía⁷. El volumen de las reservas y recursos de crudo y gas se utiliza tanto para el cálculo de la amortización como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones y el cálculo de las provisiones por desmantelamiento en activos del segmento *Upstream*.

Modificaciones en los volúmenes de reservas y recursos podrían tener un impacto significativo sobre los resultados del Grupo. Para información sobre las reservas del Grupo véase el documento "*Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos*".

- Costes operativos e inversiones. Se calculan para el primer año de acuerdo con el presupuesto anual del Grupo y en los años siguientes de acuerdo con los planes de desarrollo de los activos.
- Impuestos. Se consideran los impuestos aplicables a cada contrato atendiendo a la legislación vigente o previsible al momento de calcular los flujos de caja.

Activos del segmento Industrial

Los flujos de caja se calculan considerando la evolución prevista de las variables clave (demanda de productos petrolíferos, márgenes de contribución unitarios, inversiones, impuestos y costes fijos). A continuación, se describen las principales particularidades de los negocios más relevantes:

- En el negocio de Refino en España Repsol se realizan proyecciones hasta 2040, que contemplan una reducción de la destilación de combustibles fósiles previendo que el consumo de estos productos caerá de forma importante tanto en España como en Europa. En este escenario, se ven reducidas las inversiones del sector de refino, lo que compensará en parte el efecto de la caída de la demanda. Conviene puntualizar que esta reducción de inversiones en activos tradicionales de refino de crudo está parcialmente compensada con la inclusión de las inversiones en las plantas de biocombustibles de Cartagena y Puertollano, pero no incluye las futuras inversiones de transformación de los complejos industriales en el contexto de la transición energética y conforme a la visión estratégica del Grupo Repsol, por ejemplo, inversiones en biocarburantes y carburantes sintéticos, circularidad, hidrógeno...

⁵ Las UGEs incluyen los derechos de uso asociados a contratos de arrendamiento (NIIF 16), con la consiguiente exclusión de los pagos fijos por arrendamiento en el cálculo del valor en uso.

⁶ Las reservas se clasifican en (i) Probadas: aquellas cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que, con la información disponible a la fecha, se estima que podrán ser recuperadas con certeza razonable (debería haber por lo menos una probabilidad del 90% de que las cantidades recuperadas igualarán o excederán la estimación 1P), (ii) Probables: son aquellas reservas adicionales, que sumadas a las reservas probadas conforman el escenario 2P (debería haber por lo menos una probabilidad del 50% de que las cantidades recuperadas igualarán o excederán la estimación 2P; este escenario refleja la mejor estimación de las reservas), y (iii) Recursos contingentes: aquellas cantidades de petróleo y gas natural que se estima, a una fecha determinada, que pueden ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas por aplicación de proyectos de desarrollo, pero que actualmente no se consideran comercialmente recuperables debido a una o más contingencias. Las reservas probadas o probables pueden ser desarrolladas (que se espera recuperar de pozos e instalaciones existentes) o no desarrolladas (se espera recuperar a través de futuras inversiones).

⁷ Los volúmenes registrados son sometidos periódicamente a auditorías por firmas independientes de ingeniería (como mínimo un 95% de las reservas 2P son auditadas externamente en un ciclo de tres años).

- En el negocio de Química se realizan proyecciones a cinco años, extrapolándose para años posteriores el flujo correspondiente al quinto año, aplicando una tasa de crecimiento que está por debajo de la inflación objetivo a medio plazo de la política monetaria establecida por el Banco Central Europeo (2%). Los productos químicos juegan un papel fundamental para facilitar la transición energética y la descarbonización, al estar presentes a lo largo de la cadena de valor de casi todas las industrias, por lo que el crecimiento de la demanda de productos químicos se estima que seguirá siendo sólido en un escenario de transición energética. El uso de productos y soluciones químicas puede ayudar a abordar varios de los desafíos relacionados con esta transición y muchas tecnologías bajas en carbono dependen de las innovaciones en química para ser más eficientes, asequibles y escalables (p.ej., materiales para paneles fotovoltaicos, aligeramiento de peso en vehículos, aislamiento, conservación de alimentos, ahorro y eficiencia energética).
- Los flujos de caja en los negocios de Mayorista y *Trading Gas* Norteamérica se proyectan según la duración de los contratos de regasificación y transporte de gas y han sido estimados conforme a las siguientes hipótesis:
 - Precios del gas y del GNL. Las referencias internacionales utilizadas son: HH, Algonquin y TTF (*Title Transfer Facility*), ajustándose de acuerdo con referencias del mercado correspondiente en caso de que las referencias internacionales no reflejen las circunstancias del mismo.
 - Volúmenes y márgenes de comercialización de gas y GNL. Los volúmenes considerados en los flujos de caja se estiman conforme a los contratos vigentes al cierre del ejercicio y a la actividad prevista, todo ello conforme al presupuesto anual y al plan de negocio. Los márgenes tienen en consideración tanto datos históricos como la estimación de precios del punto anterior, así como la expectativa de evolución futura.

Activos del segmento Cliente

Para los negocios de comercialización de combustibles, por regla general, se realizan proyecciones a 10 años (hasta 2035) consistentes con las reducciones de demanda de combustibles fósiles previstas en el marco de las políticas europeas y españolas de descarbonización, sin considerar rentas perpetuas ni un periodo mayor a los diez años porque, siendo éste suficiente para demostrar la recuperabilidad del valor contable de los activos actuales, se evita entrar a valorar escenarios de largo plazo sometidos a incertidumbre por el marco regulatorio europeo.

Activos del segmento Generación Baja en Carbono

Para los activos de generación de energía eléctrica se han realizado proyecciones conforme a la vida prevista de las plantas eólicas, fotovoltaicas y de los ciclos combinados, y al plazo de la concesión de las centrales hidráulicas, en un rango que va de 10 a 38 años dependiendo de la tecnología (de menor a mayor: ciclos combinados, eólica y fotovoltaica y centrales hidráulicas) y, aplicando en su caso, los precios de venta de la energía eléctrica incluidos en los contratos "PPAs"⁸ para las entregas de energía comprometida con terceros y la estimación de los precios de mercado, por área geográfica, para el resto.

Participaciones en entidades asociadas y negocios conjuntos

La evaluación de la recuperabilidad de las participaciones en asociadas o negocios conjuntos se lleva a cabo mediante la comparación de su importe recuperable con su importe en libros. El importe recuperable de una inversión en una asociada o negocio conjunto se evalúa de manera individual, considerando las mismas hipótesis descritas anteriormente.

3.5.2 Estimaciones y juicios contables relacionados con los riesgos e implicaciones del cambio climático, la descarbonización y la transición energética

Repsol mantiene su compromiso de ser parte de la solución en la lucha contra el cambio climático y su ambición de alcanzar cero emisiones netas de gases de efecto invernadero en 2050⁹.

Repsol considera que esta es la estrategia de adaptación a los cambios previsibles en el entorno económico y, en particular, en el sector energético, que mejor responde a los intereses de sus accionistas, clientes y empleados y que mejor posiciona a la Compañía para la sostenibilidad y para maximizar la rentabilidad de sus negocios y el valor de sus inversiones en el contexto de la transición energética.

Los objetivos de descarbonización de Repsol están respaldados por un plan cuyos principales pilares son: (i) la excelencia operativa y gestión de portafolio de activos, (ii) la generación eléctrica renovable, (iii) la comercialización de combustibles renovables líquidos y gaseosos, (iv) apostar por una oferta de productos basada en diferentes fuentes de energía y (v) el desarrollo de sumideros de carbono.

Los riesgos derivados del cambio climático se clasifican como "*riesgos de transición*", derivados de la transición energética, y "*físicos*"¹⁰, derivados de eventos naturales que pudieran verse exacerbados por el avance del cambio climático. Los primeros son particularmente relevantes para Repsol dada la naturaleza de sus actividades.

⁸ *Power Purchase Agreements*- "PPAs": Acuerdos de compraventa de energía renovable a largo plazo a un precio determinado que se registran como: (i) un contrato de suministro; o (ii) como instrumento financiero de cobertura de flujos de caja (ver Nota 14), según corresponda.

⁹ Se refiere a la reducción de las emisiones absolutas de gases de efecto invernadero de la Compañía en los alcances 1, 2 y 3. En el alcance 3, el objetivo se centra en la categoría 11 (correspondiente al uso de los productos vendidos), por ser la categoría más significativa para la Compañía, mientras que el resto de categorías presentan una contribución significativamente menor. De forma complementaria, para evaluar el progreso de la compañía hacia la descarbonización por unidad de energía primaria, se emplea la intensidad de emisiones de la energía que produce Repsol a través de su Indicador de Intensidad de Carbono (IIC).

¹⁰ Los riesgos de transición pueden ser regulatorios y legales, tecnológicos, de mercado y reputacionales. En relación con la regulación vinculada con el cambio climático y la descarbonización de la economía véase el Anexo III. Los riesgos físicos se refieren a la exposición a eventos naturales, como inundaciones o sequías, incendios forestales, huracanes, subidas del nivel del mar o tormentas tropicales.

Para más información sobre la estrategia actual y los principales riesgos y oportunidades de la descarbonización véase el apartado 2.1 Cambio climático del Estado de Información No Financiera Consolidado e Información sobre Sostenibilidad (Anexo IV del Informe de gestión consolidado 2025).

A continuación, se describen las principales estimaciones y juicios contables realizados para la elaboración de los estados financieros consolidados que guardan una más estrecha relación con los efectos del cambio climático y la transición energética.

Valor recuperable de los activos

De acuerdo con las NIIF, los estados financieros de Repsol se basan en suposiciones razonables y sustentables que representan la mejor estimación actual de los Administradores sobre el rango de condiciones económicas que pueden existir en el futuro previsible en relación con el cambio climático y la transición energética (ver 3.5.1).

Tanto las sendas de precios como las hipótesis de demanda utilizadas para la valoración de los activos en el test de deterioro tienen en cuenta los compromisos de descarbonización de la economía y, por tanto, asumen la restricción de uso de combustibles fósiles y el desarrollo de tecnologías alternativas, que impulsan la transición energética y que supondrán una reducción de la demanda de productos de hidrocarburos a medio y largo plazo. En concreto, las hipótesis consideradas por Repsol contemplan escenarios de transición energética, impulsada por las políticas de descarbonización y, en particular, por los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

En cualquier caso, es previsible que la transición energética traiga consigo volatilidad e incertidumbre sobre la evolución de los precios y la demanda de las materias primas a lo largo de las próximas décadas.

Atendiendo a las solicitudes de información de algunos usuarios, en la Nota 6.2 se informa de los impactos adicionales que resultarían del test de deterioro si se utilizara la curva de precios del escenario NZE de la Agencia Internacional de Energía publicado en su informe *World Energy Outlook 2025*¹¹. En este escenario, el deterioro adicional (neto de impuestos y minoritarios) no superaría el valor contable del total de los activos del Grupo -sin tener en cuenta las posibles adaptaciones de los planes operativos que permitirían mitigar el impacto negativo de dicho escenario-.

Los activos del Grupo con mayor exposición al cambio climático son:

- Las actividades de Exploración y Producción, en las que el Grupo ha reducido su exposición significativamente en los últimos años. El capital empleado¹² en este segmento de negocio ha descendido desde los 24.174 millones de euros en diciembre de 2018 hasta los 10.556 millones de euros al 31 de diciembre de 2025 (un 56%). La reducción se explica por las desinversiones en activos no prioritarios, por el progresivo descenso del esfuerzo inversor en exploración y por los importantes deterioros reconocidos, destacando los de 2019 (aproximadamente millones de euros como consecuencia, principalmente, de la evolución de las expectativas de precios de crudo y gas en escenarios de transición energética y descarbonización). Por otra parte, hay que considerar que la mayor parte de las reservas de hidrocarburos que posee el Grupo son de gas (65%), combustible necesario para facilitar la transición energética. La valoración de los activos del E&P considera escenarios de reducción de demanda y precios, con flujos de caja que asumen que los activos que están actualmente en producción generan el % del valor de sus flujos no más tarde de 2040, tal y como se ha indicado anteriormente.
- El negocio de Refino en España podría verse afectado por las medidas regulatorias derivadas de políticas de descarbonización o por una caída de la demanda de combustibles fósiles más acelerada, sobre todo a partir de 2030. Como ya se ha indicado, para la valoración de los actuales activos de refino se ha previsto una reducción en la destilación de combustibles fósiles en 2040, lo que conlleva unas menores inversiones en activos tradicionales de refino de petróleo. En línea con la estrategia de Repsol, las plantas de refino se están transformando en plantas multienergéticas que producirán productos energéticos con bajas emisiones de carbono, incluidos los combustibles renovables y el hidrógeno y materias primas para el negocio de productos químicos y lubricantes.
- Los negocios de Movilidad también podrían verse afectados por la reducción del consumo de combustibles fósiles. En este sentido, para los negocios en España (cuyos principales activos son las estaciones de servicio) solo se han considerado proyecciones de flujos de caja para los próximos diez años, sin necesidad de registrar ningún deterioro.

Vidas útiles del inmovilizado

La transición energética y el ritmo al que progresa pueden impactar en la vida útil restante de ciertos activos.

Los activos asignados al segmento Exploración y Producción (ver Notas 16 y 17) son amortizados generalmente usando una metodología de unidad de producción, donde la amortización depende de la relación entre la producción (ver Nota 3.4.4) y las reservas que se esperan producir sin realizar inversiones adicionales. La producción esperada y el cálculo de las reservas tienen en cuenta los impactos de la demanda y precios futuros derivados de la descarbonización. Se estima que el 37% de dicha producción esperada se haya extraído en 2030 y el 79% en 2040.

En relación con los activos amortizables existentes en la península ibérica en los complejos industriales de refino (asociados a la producción de combustibles producidos a partir de hidrocarburos) y petroquímicos, se estima que aproximadamente el 89% del valor contable de los activos actuales estaría amortizado contablemente en 2040.

¹¹ El escenario NZE de la Agencia Internacional de Energía no pretende simular una demanda de hidrocarburos basada en factores de mercado, y por ello el escenario de precios que propone no incluye, a efectos de la valoración de activos, una evolución realista de los precios o la demanda. Describe un futuro pre-especificado, presentando una imagen del mundo alcanzable (o evitable) solo a través de ciertas acciones, por lo que el escenario se convierte en un argumento para tomar esas acciones.

¹² Medida Alternativa de Rendimiento. Para la conciliación de estas magnitudes con las NIIF-UE véase el Anexo II del Informe de Gestión consolidado 2025.

En relación con los activos del negocio de Movilidad de la península Ibérica (ver Notas 16 y 17), se estima que aproximadamente el 88% del valor contable de los activos amortizables actuales estaría amortizado contablemente en 2040.

Provisiones por desmantelamiento

La valoración de las provisiones de desmantelamiento (tanto en el registro inicial del valor actual de los costes futuros estimados como en el registro de los ajustes posteriores para reflejar el paso del tiempo) está sujeta a cambios en las hipótesis inicialmente utilizadas como consecuencia de avances tecnológicos, cambios regulatorios, factores económicos, políticos y de seguridad medioambiental, variaciones en el calendario o en las condiciones de las operaciones, etc. La transición energética puede adelantar el desmantelamiento de los activos actuales de los segmentos Exploración y Producción e Industrial. A efectos del cálculo de las provisiones correspondientes, se considera que la mayoría de estos activos comiencen a desmantelarse en las próximas dos décadas. El riesgo del calendario de las actividades de desmantelamiento y restauración para los ámbitos de Exploración y Producción e Industrial es limitado gracias a los planes de producción previstos.

El calendario de las actividades de desmantelamiento y restauración también queda reflejado en la tasa de descuento, en consonancia con la vida útil media restante de dichos activos. Para más información véase la Nota 20.1.

A 31 de diciembre de 2025 las provisiones de desmantelamiento de activos ascienden a 1.712 millones de euros, principalmente por activos en Noruega y España, incluidos los correspondientes a nuestras unidades identificables de las refinerías del Grupo sujetos a riesgos transicionales (por importe de 171 millones de euros). Se estima que aproximadamente el 17% de los desembolsos asociados al desmantelamiento se hayan materializado en los próximos 5 años y aproximadamente el 91% en 2050.

Derechos de emisión de CO₂

En 2003 se estableció el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea (EU ETS por sus siglas en inglés) a través de la Directiva 2003/87/CE, que fijó sus normas básicas. La aplicación del EU ETS se ha llevado a cabo a través de varias fases; actualmente se está aplicando la fase IV (2021-2030), que tras los cambios acordados por Comisión, Parlamento y Consejo con motivo de la aplicación del paquete "Fit for 55" ha pasado de una reducción del 43% al 62% en 2030 respecto a 2005 para los sectores cubiertos por este régimen. Esto se traduce en una reducción del número global de derechos de emisión a un ritmo anual de un 2,2% en el periodo 2021-23, del 4,3% en 2024-27 y del 4,4% en 2028-30.

En 2025, a las sociedades del Grupo se les han asignado derechos de CO₂ gratuitos equivalentes a 7,1 millones de toneladas de CO₂. El gasto por emisiones de CO₂ en 2025 ha ascendido a 378 millones de euros (principalmente por las emisiones de CO₂ de los complejos industriales en España). Para más información de detalle sobre el registro y valoración de los derechos de CO₂, véase las Notas 20.1. y 21.

La senda de precios de los derechos de emisión de CO₂ para el cálculo del valor recuperable de los activos (ver Nota 6) se revisó al alza en 2024, como consecuencia, principalmente, de los objetivos más ambiciosos de descarbonización fijados por la Unión Europea (hasta el 55% -Fit for 55-, ver Anexo III). En 2025 se ha revisado igualmente al alza hasta 2035, respecto a la de 2024, para adecuarla a la realidad del mercado actual.

Por otro lado, el 10 de mayo de 2023 se aprobó la Directiva 2023/959/CE (ETS2) que modifica la Directiva 2003/87/CE. Esta nueva regulación introduce un nuevo sistema de comercio de derechos de emisión específico para las emisiones derivadas del transporte por carretera (exceptuando el sector agrícola) y las edificaciones (calefacción) con el objetivo de reducir las emisiones en un 42% en 2030 en comparación con 2005. Este régimen no contempla la asignación gratuita de derechos de emisión (a diferencia de EU ETS original), gravando los productos en función de su contenido energético y establece la obligación de informar y verificar las emisiones, así como los costes incurridos por las compañías (entrega de derechos correspondientes) y repercutidos a los consumidores.

El ETS2 tiene un calendario de implementación progresivo: según las últimas modificaciones anunciadas, la subasta de derechos comenzarán en 2027, y la primera entrega de derechos correspondientes al ejercicio de 2028 deberá realizarse el 31 de mayo de 2029. En España, la transposición de esta Directiva tenía como fecha límite el 30 de junio de 2024, existiendo actualmente una Proposición de Ley en tramitación parlamentaria en el Congreso de los Diputados desde abril de 2025. Entre los posibles impactos se prevé un aumento del coste de los carburantes y consiguiente reducción de la demanda, habiéndose considerado en los escenarios contemplados para el test de deterioro de Industrial y Cliente.

Impuestos diferidos

La valoración de la recuperabilidad de los activos netos por impuestos diferidos (3.275 millones de euros, véase Nota 8) se realiza con los mismos escenarios e hipótesis utilizados para el cálculo del valor recuperable de los activos (ver 3.5.1) y por tanto contemplan los procesos de descarbonización y transición energética. Se esperan flujos de efectivo suficientes para la recuperación de los activos por impuestos diferidos reconocidos a 31 de diciembre de 2025 (ver Nota 8).

Contratos onerosos

El cierre o terminación anticipada de ciertos activos o actividades puede convertir alguno de los contratos de suministro en contratos onerosos¹³. Al 31 de diciembre de 2025 las provisiones de contratos onerosos no son significativas (ver Nota 20.1).

¹³ Aquellos contratos para los que se determina que el cumplimiento de las obligaciones contractuales excede los beneficios económicos que se espera recibir de los mismos son clasificados contablemente como contratos onerosos.

Litigios

En el curso normal de los negocios del Grupo, las entidades están sujetas a procedimientos legales y regulatorios que surgen de las leyes actuales y pasadas, incluidos los asuntos relacionados con el medioambiente y el cambio climático (ver Nota 20.2). En relación con los litigios relacionados con el cambio climático, Repsol no ha reconocido provisiones en sus estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2025.

(4) Segmentos de negocio

4.1 Definición de los segmentos de negocio

La información por segmentos del Grupo se presenta de acuerdo con los requisitos de desglose establecidos por la NIIF 8 "Segmentos de operación".

La definición de los segmentos de negocio se basa en las diferentes actividades desarrolladas por el Grupo, así como en la estructura organizativa aprobada por el Consejo de Administración para la gestión de los negocios. Tomando como referencia estos segmentos, el Comité Ejecutivo, como máxima autoridad en la toma de decisiones o "chief operating decision maker" analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento de la Compañía.

Los segmentos de *reporting* de Repsol son los siguientes:

- Exploración y Producción (*Upstream* o "E&P"): actividades de exploración y producción de reservas de crudo y gas natural, así como desarrollo de soluciones geológicas bajas en carbono, en especial el almacenamiento de CO₂.
- Industrial: actividades de refinado de petróleo, petroquímica y *trading*, transporte y comercialización al por mayor de crudo, gas natural y combustibles, incluyendo el desarrollo de actividades relacionadas con nuevos productos como hidrógeno, biocombustibles sostenibles y combustibles sintéticos.
- Cliente: negocios de movilidad (estaciones de servicio) y de comercialización de combustibles (gasolinas, gasóleos, queroseno de aviación, gases licuados del petróleo, biocombustibles...), de electricidad y gas y de lubricantes y otras especialidades.
- Generación Baja en Carbono (GBC): generación de electricidad de fuentes renovables y mediante CCGTs¹⁴.

Cada uno de estos segmentos son gestionados de forma separada por administradores de segmento (Directores Generales de negocio), que toman decisiones para el segmento en su conjunto y que son miembros del Comité Ejecutivo.

En Corporación y otros se incluyen (i) los gastos de funcionamiento de la corporación y, específicamente, los de dirección del Grupo, (ii) el resultado financiero y (iii) los ajustes de consolidación intersegmento.

4.2 Modelo de presentación de los resultados por segmentos

En el cuarto trimestre de 2025, en el contexto de la creciente importancia de la participación de socios minoritarios en los negocios de E&P y GBC y la expansión del modelo de desarrollo de actividades de la Compañía a través de entidades de control conjunto, el Grupo ha cambiado la forma de gestionar y evaluar sus segmentos y, por tanto, ha modificado las medidas financieras y de desempeño que se revisan internamente para la toma de decisiones y la información por segmentos reportada conforme a la NIIF 8. En concreto, los resultados y magnitudes financieras de los negocios conjuntos pasan a integrarse por el método de la participación¹⁵ en su modelo de presentación de los resultados por segmentos y la medida del resultado de los segmentos se modifica para reflejar el resultado atribuible a la sociedad dominante¹⁶. De esta forma, además, se dota de mayor claridad a la información financiera del Grupo, alineando la misma con la presentación de los estados financieros preparados bajo NIIF-UE y con la práctica común en el sector.

Adicionalmente y, en línea con el cambio realizado en el último trimestre del año 2025, tanto el presupuesto 2026, como la actualización de las proyecciones que serán presentadas en el Capital Markets Day en marzo tras la publicación de los resultados anuales y la actualización de los objetivos y planes de retribución a empleados, se han elaborado de acuerdo con el nuevo modelo de reporting.

La información reportada sobre segmentos correspondiente a periodos anteriores, ha sido modificada reflejando estos cambios para permitir una adecuada comparabilidad entre periodos.

La medida del resultado de cada segmento es el denominado **Resultado Neto Ajustado**, que contiene el resultado de operaciones continuadas a coste de reposición ("*Current Cost of Supply*" o CCS), neto de impuestos, el resultado correspondiente a las inversiones contabilizadas por el método de la participación ("Resultado de participadas") y el resultado atribuido a minoritarios ("Minoritarios") y sin incluir ciertos ingresos y gastos ("*Resultados específicos*") descritos más adelante. El resultado financiero de las sociedades consolidadas y los ajustes de consolidación intersegmento se asignan al Resultado de Corporación y otros.

¹⁴ Acrónimo inglés para los generadores de electricidad de turbina de gas de ciclo combinado.

¹⁵ Anteriormente, los resultados y otras magnitudes financieras de cada segmento se presentaban considerando las magnitudes económicas de los negocios conjuntos, de acuerdo con su porcentaje de participación, con la misma metodología y nivel de detalle que las sociedades consolidadas.

¹⁶ Con anterioridad al cambio en el modelo de reporting, la medida del resultado de los negocios se denominaba Resultado Ajustado e incluía el resultado de operaciones continuadas a coste de reposición ("*Current Cost of Supply*" o CCS), neto de impuestos (incluyendo el % correspondiente a los negocios conjuntos), sin incluir los resultados atribuibles a los intereses minoritarios ("Minoritarios") y ciertos ingresos y gastos (Resultados específicos).

En concreto, el resultado de las operaciones a CCS considera como coste de los volúmenes vendidos el correspondiente a los costes de aprovisionamiento y producción del propio periodo. Es el criterio comúnmente utilizado en el sector para presentar los resultados de los negocios de los segmentos Industrial o Cliente, que deben trabajar con importantes inventarios sujetos a fluctuación constante de precios, por lo que facilita la comparabilidad con otras compañías y el seguimiento de los negocios, con independencia del impacto de las variaciones de precios sobre sus inventarios. Sin embargo, a efectos contables, de acuerdo con las NIIF-UE, se utiliza el método del coste medio ponderado.

En el **Efecto patrimonial** se refleja la diferencia entre el resultado a CCS y el resultado a coste medio ponderado. Se presenta de forma independiente, neto de impuestos y Minoritarios.

En los **Resultados específicos** se incluyen ciertas partidas significativas cuya presentación separada se considera conveniente para facilitar el seguimiento de la gestión ordinaria de las operaciones de los negocios. Se incluyen aquí las plusvalías/minusvalías por desinversiones, los costes de reestructuración, los deterioros (dotaciones/reversiones) de activos, las provisiones para riesgos y gastos y otros ingresos/gastos relevantes ajenos a la gestión ordinaria de los negocios. Estos resultados se presentan de forma independiente, netos de impuestos y Minoritarios.

De esta manera, el Grupo cree que queda adecuadamente reflejada la naturaleza de sus negocios y la forma en que se analizan sus resultados para la toma de decisiones. En cualquier caso, Repsol facilita conciliaciones entre las medidas incluidas en el modelo de reporting por segmentos de negocio, que constituyen medidas alternativas de rendimiento conforme a las Directrices de octubre de 2015 "*Medidas alternativas de rendimiento*" del ESMA (*European Securities Market Association*) y las medidas utilizadas en los presentes estados financieros elaborados conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el *International Accounting Standards Board* (IASB) y adoptadas por la Unión Europea (UE). Esta información se puede encontrar en el Anexo II Medidas Alternativas de Rendimiento del Informe de Gestión consolidado de 2025 o en www.repsol.com.

4.3 Información financiera por segmentos de negocio

A continuación, se presenta la información financiera por segmentos de negocio (conciliada con la información elaborada conforme a las NIIF-UE en el Anexo II). Para información adicional sobre el desempeño financiero y operativo de los segmentos de negocio, véase el Informe de Gestión consolidado de 2025 que acompaña a estas Cuentas Anuales consolidadas y se publica junto con ellas.

Resultados de los segmentos de negocio:

Resultados de los segmentos de negocio	Millones de euros	
	2025	2024
Exploración y Producción	957	1.028
Industrial	963	1.447
Cliente	754	644
GBC	53	(24)
Corporación y otros	(159)	(70)
RESULTADO NETO AJUSTADO	2.568	3.025
Efecto patrimonial	(633)	(417)
Resultados específicos	(36)	(852)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	1.899	1.756

Apertura por naturaleza del resultado de los segmentos de negocio:

Resultados	2025					
	Exploración y producción	Industrial	Cliente	GBC	Corporación y otros	Total
<i>Millones de euros</i>						
Resultado de las operaciones	1.630	1.284	997	114	(293)	3.732
Resultado financiero	—	—	—	—	18	18
Resultado de participadas	481	(5)	24	(21)	(3)	476
Impuesto sobre beneficios	(829)	(298)	(250)	(30)	59	(1.348)
Minoritarios	(325)	(18)	(17)	(10)	60	(310)
RESULTADO NETO AJUSTADO	957	963	754	53	(159)	2.568
Efecto patrimonial	—	(609)	(24)	—	—	(633)
Resultados específicos	(103)	57	(22)	(129)	161	(36)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO SOCIEDAD DOMINANTE	854	411	708	(76)	2	1.899

Resultados	2024					
	Exploración y producción	Industrial	Cliente	GBC	Corporación y otros	Total
<i>Millones de euros</i>						
Resultado de las operaciones	1.546	1.853	849	41	(174)	4.115
Resultado financiero	—	—	—	—	7	7
Resultado de participadas	627	4	26	(50)	23	630
Impuesto sobre beneficios	(797)	(393)	(216)	(14)	(24)	(1.444)
Minoritarios	(348)	(17)	(15)	(1)	98	(283)
RESULTADO NETO AJUSTADO	1.028	1.447	644	(24)	(70)	3.025
Efecto patrimonial	—	(397)	(20)	—	—	(417)
Resultados específicos	(1.086)	159	(111)	(48)	234	(852)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO SOCIEDAD DOMINANTE	(58)	1.209	513	(72)	164	1.756

4.4 Otras magnitudes de la información de los segmentos de negocio

A continuación, se presentan otras magnitudes financieras de los segmentos de negocio:

Otras magnitudes	2025					
	Exploración y producción	Industrial	Cliente	GBC	Corporación y otros	Total
<i>Millones de euros</i>						
Ingresos de las actividades ordinarias ⁽¹⁾ :	4.111	41.781	26.824	1.011	(18.866)	54.861
Clientes	2.229	25.489	26.671	472	—	54.861
Intersegmento	1.882	16.292	153	539	(18.866)	—
Aprovisionamientos	(67)	(36.674)	(22.902)	(419)	18.762	(41.300)
Dotación a la amortización del inmovilizado	(982)	(893)	(355)	(153)	(56)	(2.439)
(Dotación) / Reversión por deterioro	106	(32)	(24)	(48)	(1)	1
Flujo de caja de las operaciones	1.789	1.802	1.386	129	259	5.365
Inversiones ⁽²⁾⁽³⁾	(1.614)	(1.110)	(391)	(987)	(57)	(4.159)
Caja generada de los negocios ⁽³⁾⁽⁴⁾	1.248	728	998	(261)	226	2.939
Capital empleado ⁽³⁾⁽⁵⁾	10.556	11.550	2.614	5.992	1.393	32.105

⁽¹⁾ Para más información sobre ingresos por producto y área geográfica, ver Nota 5.1 "Ventas e ingresos por prestación de servicios".

⁽²⁾ Corresponde al epígrafe "Pagos por inversiones" del Estado de flujos de efectivo NIIF-UE, sin incluir las partidas correspondientes a "Otros activos financieros". Esta es la medida relacionada con inversiones en activos no corrientes que se proporciona y es examinada con regularidad por el Comité Ejecutivo.

⁽³⁾ Medida Alternativa de Rendimiento. Ver Anexo II para definición y conciliación de esta magnitud con las NIIF-UE.

⁽⁴⁾ Corresponde al flujo de caja de las actividades de explotación y de inversión (excluidos activos financieros) +/- los cobros o pagos derivados de transacciones principalmente con minoritarios (diluciones, aportaciones, dividendos...). Esta MAR mide los fondos generados por los negocios antes de determinadas operaciones financieras (principalmente de emisiones y cancelaciones).

⁽⁵⁾ Corresponde al Patrimonio neto + Deuda neta.

• Incluye activos no corrientes, distintos de instrumentos financieros y activos por impuestos diferidos, por importe de 33.687 millones de euros (15.398 en España, 10.645 en Estados Unidos y 7.644 en el resto del Mundo).

• Estos activos no corrientes, distribuidos para cada uno de los segmentos de negocio ascienden a 13.287 millones de euros (Exploración y producción), 10.181 millones de euros (Industrial), 3.416 millones de euros (Cliente), 6.111 millones de euros (GBC) y 692 millones de euros (Corporación y otros).

Otras magnitudes	2024					
	Exploración y producción	Industrial	Cliente	GBC	Corporación y otros	Total
<i>Millones de euros</i>						
Ingresos de las actividades ordinarias ⁽¹⁾ :	5.069	44.146	25.343	606	(18.042)	57.122
Clientes	3.239	28.434	25.192	257	—	57.122
Intersegmento	1.830	15.712	151	349	(18.042)	—
Aprovisionamientos	(113)	(37.891)	(21.970)	(216)	17.956	(42.234)
Dotación a la amortización del inmovilizado	(1.595)	(849)	(336)	(111)	(41)	(2.932)
(Dotación) / Reversión por deterioro	(1.454)	577	(42)	(22)	(5)	(946)
Flujo de caja de las operaciones	2.376	1.647	1.090	118	(266)	4.965
Inversiones ⁽²⁾⁽³⁾	(2.069)	(1.198)	(402)	(2.496)	(83)	(6.248)
Caja generada de los negocios ⁽³⁾⁽⁴⁾	787	441	688	(1.920)	(184)	(188)
Capital empleado ⁽³⁾⁽⁵⁾	10.395	11.873	2.844	6.185	1.817	33.114

⁽¹⁾ Para más información sobre ingresos por producto y área geográfica, ver Nota 5.1 "Ventas e ingresos por prestación de servicios".

⁽²⁾ Corresponde al epígrafe "Pagos por inversiones" del Estado de flujos de efectivo NIIF-UE, sin incluir las partidas correspondientes a "Otros activos financieros". Esta es la medida relacionada con inversiones en activos no corrientes que se proporciona y es examinada con regularidad por el Comité Ejecutivo.

⁽³⁾ Medida Alternativa de Rendimiento. Ver Anexo II para definición y conciliación de esta magnitud con las NIIF-UE.

⁽⁴⁾ Corresponde al flujo de caja de las actividades de explotación y de inversión (excluidos activos financieros) +/- los cobros o pagos derivados de transacciones principalmente con minoritarios (diluciones, aportaciones, dividendos...). Esta MAR mide los fondos generados por los negocios antes de determinadas operaciones financieras (principalmente de emisiones y cancelaciones).

⁽⁵⁾ Corresponde al Patrimonio neto + Deuda Neta.

• Incluye activos no corrientes, distintos de instrumentos financieros y activos por impuestos diferidos, por importe de 35.985 millones de euros (14.878 en España, 11.300 en Estados Unidos y 9.807 en el resto del Mundo).

• Estos activos no corrientes, distribuidos para cada uno de los segmentos de negocio ascienden a 15.219 millones de euros (Exploración y producción), 9.776 millones de euros (Industrial), 3.393 millones de euros (Cliente), 6.889 millones de euros (GBC) y 708 millones de euros (Corporación y otros).

RESULTADOS

(5) Resultado de explotación

Repsol publica, en la misma fecha que las presentes Cuentas Anuales consolidadas, su Informe de Gestión consolidado 2025, que incluye una explicación de los resultados y de otras magnitudes de desempeño financiero.

5.1 Ventas e ingresos por prestación de servicios

Los ingresos se reconocen en función del cumplimiento de las obligaciones de desempeño ante los clientes. Los ingresos de las actividades ordinarias representan la transferencia de bienes o servicios comprometidos a los clientes por un importe que refleja la contraprestación a la que la entidad espera tener derecho a cambio de dichos bienes y servicios. Se diferencian cinco pasos en el reconocimiento de los ingresos: (i) identificar el/los contratos del cliente, (ii) identificar las obligaciones de desempeño, (iii) determinar el precio de la transacción, (iv) asignación del precio de la transacción a las distintas obligaciones de desempeño y (v) reconocimiento de ingresos según el cumplimiento de cada obligación.

En la mayor parte de los negocios del Grupo los contratos tienen una única obligación de desempeño que se satisface con la entrega del producto que se produce en un momento concreto del tiempo (ventas de bienes). A 31 de diciembre de 2025 no existen obligaciones de desempeño relevantes con clientes pendientes de cumplimiento, ni tampoco existe incertidumbre respecto del registro de ingresos y gastos registrados de los contratos de suministro a largo plazo (Power Purchase Agreement - PPA de energía eléctrica).

En las ventas en las que el Grupo actúa como agente, solo se registra como ingreso el margen de intermediación.

En lo referente a los impuestos especiales (Impuesto sobre hidrocarburos), se trata de un impuesto monofásico y la compañía la asume vía la repercusión que le hace el titular del Depósito fiscal (normalmente "Exolum"), sin perjuicio de que posteriormente Repsol lo pueda trasladar a sus clientes como parte del precio del producto. Es decir, Repsol no actúa como mero agente recaudador de la Agencia Tributaria al no ser un impuesto recuperable de la Hacienda Pública (por ejemplo, en caso de impago del cliente final), sino que se trata de un impuesto sobre el que el Grupo soporta todos los riesgos (por ejemplo, también en el caso de destrucción o pérdida del producto) y beneficios, constituyendo en sustancia un coste de producción a recuperar, en su caso, a través de la venta del producto, teniendo la compañía libertad para la fijación del precio de venta. Es por ello por lo que Repsol considera el Impuesto sobre Hidrocarburos como un coste soportado y, en su caso, como un mayor ingreso por ventas.

La distribución de los ingresos de las actividades ordinarias (epígrafes de "Ventas" e "Ingresos por prestación de servicios") por tipo de producto y segmento en 2025 y 2024 se muestra a continuación:

Ingresos por tipo de producto	Exploración y Producción		Industrial		Cliente		GBC		Corporación y otros		TOTAL	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
<i>Millones de euros</i>												
Crudo	2.188	3.193	3.550	3.136	—	—	—	—	(258)	(228)	5.480	6.101
Gas ⁽¹⁾ :	1.923	1.876	2.827	1.907	299	194	47	22	(1.218)	(811)	3.878	3.188
Mercado mayorista	1.923	1.876	2.827	1.907	75	—	47	22	(1.218)	(811)	3.654	2.994
Mercado minorista (residencial y negocios)	—	—	—	—	224	194	—	—	—	—	224	194
Productos petrolíferos ⁽²⁾	—	—	31.557	35.973	24.599	23.576	—	—	(16.607)	(16.519)	39.549	43.030
Productos petroquímicos ⁽³⁾	—	—	2.052	2.324	—	—	—	—	(56)	1	1.996	2.325
Electricidad	—	—	127	202	1.628	1.309	964	584	(534)	(454)	2.185	1.641
Prestación de servicios y otros ⁽⁴⁾	—	—	1.668	604	298	264	—	—	(193)	(31)	1.773	837
TOTAL	4.111	5.069	41.781	44.146	26.824	25.343	1.011	606	(18.866)	(18.042)	54.861	57.122

NOTA: Incluye impuestos especiales que recaen sobre consumos de hidrocarburos (6.512 y 5.735 millones de euros en 2025 y 2024, respectivamente). Corporación y otros incluye principalmente las eliminaciones por ingresos entre los segmentos del Grupo.

⁽¹⁾ Corresponde fundamentalmente a condensados y líquidos del gas natural y gas natural.

⁽²⁾ Corresponde fundamentalmente a gasolinas, fuelóleos, GLP, asfaltos, lubricantes...

⁽³⁾ Corresponde fundamentalmente a etilenos, propilenos, poliolefinas y productos intermedios.

⁽⁴⁾ Corresponde fundamentalmente a ventas de derechos de CO₂, prestaciones de servicios a clientes y ventas de productos non-oil.

- En Exploración y Producción, los ingresos se generan en distintos países, fundamentalmente por la venta de crudo, gas natural y condensados y líquidos del gas natural que han sido producidos en la actividad extractiva de la Compañía, o bien por la prestación de servicios de explotación de hidrocarburos al titular de los activos, dependiendo de los contratos vigentes en cada uno de los países en los que opera el Grupo.
- En Industrial, por la comercialización de productos derivados del refino de petróleo en los complejos industriales de España y Perú (gasolinas, fuelóleos, GLP, asfaltos, lubricantes, biocombustibles, ...) y de la industria petroquímica en España y Portugal (etilenos, propilenos, poliolefinas y productos intermedios), así como, entre otros, por la comercialización en España y EE.UU. de gas natural y por las actividades globales de comercialización mayorista internacional de esos productos.
- En Cliente, se generan principalmente en España y Portugal por la venta de carburantes y combustibles en estaciones de servicio y por la comercialización de gas y electricidad.
- En GBC, por la generación de electricidad en España y EE.UU.

El descenso de los ingresos en 2025 se explica fundamentalmente por los negocios de E&P (por el acuerdo con Neo Energy Group Limited en relación con la pérdida de control de RRUK en julio de 2025, ver Nota 18, y la venta de los activos en Indonesia), e Industrial (menores volúmenes, principalmente exportaciones desde España, a causa de las incidencias y paradas ocurridas, especialmente tras los apagones del segundo trimestre además de por los menores precios de los productos derivados del refino del petróleo). Por el contrario, aumentan los ingresos en Cliente (mayores volúmenes vendidos en Movilidad y mayor número de clientes en el negocio de comercialización de electricidad y gas) y en GBC (mayor producción por la puesta en marcha de proyectos renovables y mayor actividad de los ciclos combinados, así como por los mayores precios de venta).

La distribución de los ingresos de las actividades ordinarias por país en 2025 y 2024 se muestra a continuación:

Distribución geográfica de los ingresos	Millones de euros	
	2025	2024
España	32.581	31.125
Perú	3.831	4.245
Estados Unidos	3.543	2.688
Portugal	3.051	3.185
Resto ⁽³⁾	11.855	15.879
TOTAL ⁽¹⁾⁽²⁾	54.861	57.122

⁽¹⁾ La distribución por área geográfica se ha elaborado en función de los mercados en que se realizan las ventas o prestación de servicios e incluye los impuestos especiales que recaen sobre consumos de hidrocarburos.

⁽²⁾ La distribución de los mercados de destino es: (i) U.E zona euro: 40.662 millones de euros (41.184 millones de euros en 2024), (ii) UE zona no euro 375 millones de euros (296 millones de euros en 2024) y (iii) Resto: 13.824 millones de euros (15.642 millones de euros en 2024).

⁽³⁾ Incluye el resto de países en los que el Grupo genera ingresos. Ningún país resulta significativo de forma individual (son inferiores al 4% de los ingresos de actividades ordinarias del Grupo).

La Compañía no tiene una concentración significativa de sus ingresos de las actividades ordinarias en clientes concretos. En la nota 15.3 se desglosa información relativa a la concentración de riesgo de crédito sobre deudores comerciales.

5.2 Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación

El ingreso reconocido en este epígrafe se explica principalmente por el mayor volumen en existencias de productos en Refino España. Para más información sobre las existencias véase la Nota 21.

5.3 Aprovisionamientos

El epígrafe "Aprovisionamientos" recoge los siguientes conceptos:

Aprovisionamientos	Millones de euros	
	2025	2024
Compras	41.232	42.363
Variación de existencias (materias primas y existencias comerciales)	68	(129)
TOTAL	41.300	42.234

La distribución de "Aprovisionamientos" por segmento en 2025 y 2024 se muestran a continuación:

Aprovisionamientos por segmento	Millones de euros	
	2025	2024
Exploración y Producción	67	113
Industrial	36.674	37.891
Cliente	22.902	21.970
GBC	419	216
Ajustes ⁽¹⁾	(18.762)	(17.956)
TOTAL	41.300	42.234

⁽¹⁾ Se corresponde a las eliminaciones por aprovisionamientos entre los segmentos del Grupo.

Este epígrafe refleja principalmente el aprovisionamiento de crudo a través de terceros, para su destilación en el proceso productivo de las refinerías del Grupo; también destacan las compras de otras materias primas para la producción de productos petroquímicos en el segmento Industrial, así como de gas para generación eléctrica en los complejos de ciclo combinado de GBC. En el segmento Cliente, incluye fundamentalmente compras de producto para comercialización en los negocios de movilidad de Portugal y México (en España las compras se realizan en su mayor parte a compañías del Grupo del segmento Industrial y por tanto son eliminadas en el proceso de consolidación), compra de aditivos y bases para la fabricación de lubricantes y especialidades, compras de GLP, compras de gas para comercialización a clientes y peajes por acceso a la red eléctrica y gasista. Asimismo, incluye compras para comercialización a terceros a través de nuestras actividades de *trading*.

En 2025 los menores costes de "Aprovisionamientos" corresponden fundamentalmente al segmento Industrial por la menor actividad en los complejos industriales (impactados por las mayores paradas) y los menores precios del crudo, pese al aumento de costes en Cliente y en GBC, en línea con los mayores volúmenes vendidos.

Este epígrafe incluye impuestos especiales que recaen sobre la producción y el consumo de hidrocarburos mencionados en el apartado "Ventas e ingresos por prestación de servicios" de esta Nota.

5.4 (Dotación) / Reversión por deterioro

Los citados epígrafes recogen los siguientes conceptos:

Dotación/Reversión por deterioro	Millones de euros	
	2025	2024
Dotación por deterioro de activos (Nota 6)	(1.110)	(1.831)
Reversión por deterioro (Nota 6)	1.308	763
Riesgo de crédito (Nota 15.3, 22 y 27)	(197)	122
TOTAL	1	(946)

En 2025 se han realizado dotaciones por deterioro principalmente en el segmento de E&P, fundamentalmente en activos exploratorios (abandono de licencias y deterioro de los bloques exploratorios) y en el negocio de Química por el descenso previsto de márgenes y ventas. En sentido contrario, se han revertido deterioros, principalmente en los activos del negocio de E&P en Estados Unidos por evolución al alza en los precios del gas y en Refino España por mejora de márgenes y también, en ambos casos, por evolución a la baja en las tasas de descuento.

Las dotaciones de provisiones por riesgo de crédito corresponden principalmente a las cuentas a cobrar a PDVSA (ver Nota 27).

En 2024 se realizaron dotaciones por deterioro principalmente en el segmento de E&P, fundamentalmente en activos productivos en EE.UU. (por evolución a la baja de los precios y de los volúmenes previstos) y en Colombia (por el proceso de venta de activos). En sentido contrario, se revirtieron deterioros, principalmente en los activos del negocio de Refino y en los de Refino Perú y Mayorista y Trading de gas en Norteamérica.

Para información de detalle de los deterioros véase la Nota 6.

5.5 Gastos de personal

El epígrafe "Gastos de personal" recoge los siguientes conceptos:

Gastos de Personal	Millones de euros	
	2025	2024
Remuneraciones y otros	1.637	1.654
Costes de seguridad social	541	545
TOTAL	2.178	2.199

Incluye la remuneración a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo y otras obligaciones con el personal como planes de pensiones y programas de incentivos (ver Notas 29 y 30).

Los gastos de personal en 2025 están en línea con 2024, por la evolución de la plantilla y las inversiones y desinversiones en sociedades del Grupo.

Plantilla

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2025 asciende a 24.523, distribuidas en las siguientes áreas geográficas: España (18.126), Latinoamérica (3.519), Norteamérica (983), resto de Europa (1.727), África (132) y Asia (36). La plantilla media en el ejercicio 2025 ha ascendido a 25.614 empleados (25.826 empleados en 2024).

A continuación, se desglosa la plantilla¹⁷ total del Grupo distribuida por categorías profesionales y por género a cierre de los ejercicios 2025 y 2024:

Plantilla por categorías y género	2025			2024		
	Total	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres
Directivos	228	167	61	229	172	57
Manager / Gerente	2.325	1.506	819	2.408	1.602	806
Profesional / Técnicos	10.974	6.682	4.292	10.892	6.887	4.005
Administrativo / Operario	10.996	6.110	4.886	12.072	6.733	5.339
TOTAL	24.523	14.465	10.058	25.601	15.394	10.207

En España en 2025, de acuerdo con el cómputo legal definido por la Ley General de Derechos de las Personas con Discapacidad y de su Inclusión Social¹⁸ (LGD), Repsol supera el porcentaje requerido por la legislación, representando un 2,01% de la plantilla, siendo 378 empleados por contratación directa.

¹⁷ De acuerdo con lo establecido en la Ley Orgánica 3/2007, de 22 de marzo, para la igualdad efectiva de hombres y mujeres, publicada en el BOE de 23 de marzo de 2007.

¹⁸ Real Decreto Legislativo 1/2013, de 29 de noviembre, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley General de derechos de las personas con discapacidad y de su inclusión social.

5.6 Gastos de exploración

Los gastos de exploración de hidrocarburos en 2025 y 2024 (determinados conforme se explica en la Nota 3.4.4) ascienden, respectivamente, a 346 y 95 millones de euros, de los cuales 50 y 26 millones de euros se encuentran registrados en el epígrafe "Amortizaciones de inmovilizado", 258 y 26 millones de euros, en el epígrafe "(Dotación) / Reversión por deterioro" y 38 y 56 millones de euros en el epígrafe "Otros ingresos/(gastos) de explotación", respectivamente.

La distribución geográfica de los gastos reconocidos en la cuenta de pérdidas y ganancias por la actividad exploratoria es la siguiente:

Gastos de exploración	Millones de euros	
	2025	2024
América del Norte	282	29
Internacional	64	66
TOTAL	346	95

Para más información véase la Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (información no auditada) en www.repsol.com.

5.7 Beneficios / (Pérdidas) por enajenaciones de activos

En 2025 este epígrafe recoge beneficios (117 millones de euros) y pérdidas (-103 millones de euros) por enajenación de activos. Incluyen, entre otros, los impactos por la venta de activos no estratégicos en Indonesia (Corridor y Sakakemang) (ver nota 17), Colombia (Sierracol y CPO9) (ver nota 19), Irak (proyecto de desarrollo de Topkhana), en Reino Unido por la incorporación de Repsol Resources UK en la Joint Venture Neo Next y en USA por la incorporación de Stonepeak en la Joint Venture Pecos (ver nota 18) y, adicionalmente, por la desinversión en Hecate (ver Nota 20.2). Ninguna de estas transacciones, de forma individual, ha tenido un impacto significativo en este epígrafe de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Adicionalmente, en 2025 las ventas indicadas anteriormente han supuesto una reversión neta de deterioro de 57 millones de euros (ver Nota 6).

5.8 Transporte y fletes, suministros y otros ingresos / gastos de explotación

Los gastos del epígrafe de "Transportes y fletes" descienden principalmente en la actividad de *trading*, por los menores precios.

Por otra parte, el epígrafe "Otros ingresos/gastos de explotación" recoge los siguientes conceptos:

Otros ingresos/ gastos de explotación	Millones de euros	
	2025	2024
Otros ingresos de explotación ⁽¹⁾	926	1.237
Valoración de instrumentos derivados comerciales ⁽²⁾	(56)	35
Otros gastos de explotación:	(4.887)	(5.468)
Gastos de operadores ⁽³⁾	(821)	(742)
Servicios de profesionales independientes	(589)	(601)
Arrendamientos ⁽⁴⁾	(210)	(242)
Tributos: ⁽⁵⁾	(626)	(950)
Impuestos a la producción	(168)	(162)
Otros	(458)	(788)
Reparación y conservación ⁽⁶⁾	(347)	(318)
Gasto por emisiones de CO ₂ ⁽⁷⁾	(378)	(273)
Otros ⁽⁸⁾	(1.916)	(2.342)
TOTAL	(4.017)	(4.196)

Nota: Para minimizar los costes de transporte y optimizar la cadena logística del Grupo, se llevan a cabo operaciones de intercambio de productos petrolíferos de naturaleza similar con otras compañías en localizaciones geográficas distintas. Estas transacciones no se registran en la cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio como compras y ventas individuales, sino que cualquier diferencia económica es registrada por su importe neto.

⁽¹⁾ Incluye, entre otros, recuperación de gastos, reversión de provisiones y subvenciones de explotación.

⁽²⁾ Corresponde a derivados (activo y pasivo) contratados en actividades de *trading* de crudo, gas, productos petrolíferos y electricidad (ver Nota 14). En 2025, la variación negativa se explica principalmente por la evolución de los precios de la electricidad y el mayor volumen de posiciones sobre compras de energía eléctrica.

⁽³⁾ Corresponde principalmente a gastos asociados a las operaciones con los productos de la Compañía (logística, almacenamiento, puesta a bordo aviación).

⁽⁴⁾ En 2025 incluyen gastos de arrendamiento de contratos a corto plazo y de escaso valor (160 millones de euros) y cuotas variables (50 millones de euros).

⁽⁵⁾ Corresponden a tributos distintos a los que gravan el beneficio (ver Nota 8). Los otros tributos incluyen principalmente los impuestos locales y las aportaciones al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) y en 2024 incluía también el Gravamen Temporal Energético en España por importe de 335 millones de euros. Los impuestos a la producción de hidrocarburos en actividades de Exploración y Producción han sido pagados principalmente en Libia, Perú y EE.UU. Para más información sobre impuestos pagados véase el apartado 4.2. del Estado de Información no Financiera Consolidado (Anexo IV del Informe de Gestión consolidado de 2025).

⁽⁶⁾ Corresponde a actividades de reparación, conservación y mantenimiento realizadas, principalmente, en los complejos industriales del Grupo. Los gastos de 2025 se incrementan por incidencias y paradas, destacando las derivadas del apagón energético del 28 de abril.

⁽⁷⁾ El "Gasto por emisiones de CO₂" aumenta como consecuencia de los mayores precios del CO₂, véase Nota 20. Incluye la aplicación del ingreso diferido por consumo de derechos de CO₂ gratuitos por importe de 522 y 530 millones de euros en 2025 y 2024, respectivamente (ver Nota 21).

⁽⁸⁾ En 2025 y 2024 incluye, entre otros, las dotaciones por provisiones (en 2025, incluye las relacionadas con el acuerdo con Hecate Holdings para poner fin a la disputa asociada a la inversión en Hecate Energy Group, LLC, véase Nota 20.1), comisiones de venta de GLP envasado y de carburantes en estaciones de servicio, gastos de procesamiento en los complejos industriales, gastos por seguros, gastos de investigación y desarrollo y gastos ambientales;

5.9 Investigación y desarrollo

Los gastos de investigación se registran en el epígrafe "Otros gastos de explotación" de la cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio en el que se incurren.

Los gastos de desarrollo se reconocen en el activo y se amortizan durante su vida útil, con un máximo de cinco años, siempre que se cumplan las condiciones para su activación. En el caso en que existan dudas razonables sobre el éxito técnico o la rentabilidad económico-comercial del proyecto, los importes registrados en el activo se imputan directamente a pérdidas del ejercicio.

El gasto reconocido en la cuenta de pérdidas y ganancias correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo en los ejercicios 2025 y 2024 ha ascendido a 67 y 68 millones de euros, respectivamente. Los gastos activados correspondientes a las actividades de desarrollo han ascendido a 31 millones de euros en 2025.

De los gastos de investigación y desarrollo de 2025, destacan los correspondientes a los siguientes proyectos:

- Etileno Circular (*Plastic2Olefins*): proyecto que, desde 2023 desarrolla y escala una nueva tecnología de reciclado químico de residuos plásticos para la producción de olefinas en consorcio con otros doce socios tecnológicos e industriales.
- E-Fuels: proyecto donde se va a implementar una tecnología de producción de combustibles sintéticos a escala de Planta de Demostración, que estará plenamente operativa en 2027.
- Gasolina renovable: diseño de formulaciones de gasolina con origen renovable, con calidades acordes a la especificación europea de gasolinas EN 228 y adicionalmente mejorados conforme a la calidad "Premium" propia de los productos Neotech.
- Vehículo demostrador de alta eficiencia ICE (motor de combustión interna): demostración de que es posible un uso eficiente de los combustibles renovables en vehículos ligeros, constituyendo una solución competitiva técnica y económicamente en comparación con otras alternativas de descarbonización.
- Planta Autónoma-Programa *Process Twin*: desarrollo de Gemelos de Procesos de los principales activos de Refino, Química y CRyEC (HC, HDT, Cracker, nuevos escalados de Coquer y FCC y C43).

Para más información véase el apartado 5.5 del Informe de Gestión consolidado 2025.

5.10 Gastos medioambientales

Los gastos medioambientales, que se registran en el epígrafe "*Otros gastos de explotación*" con el objetivo de prevenir, reducir y reparar el impacto medioambiental de nuestras actividades (sin considerar los gastos por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂, las dotaciones de provisiones de desmantelamiento, ver Notas 20 y 21, ni los correspondientes al derrame ocurrido en Perú, véase Nota 20.1), han ascendido a 101 y 101 millones de euros en 2025 y 2024, respectivamente.

En 2025 destacan las actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 24 millones de euros en las instalaciones industriales (21 millones de euros en 2024); la gestión de los residuos por importe de 19 millones de euros (32 millones de euros en 2024); y la gestión del agua por importe de 14 millones de euros (8 millones de euros en 2024).

Por otra parte, el Grupo ha realizado inversiones en actividades calificadas como medioambientalmente sostenibles conforme al Reglamento UE 2020/852 de Taxonomía de Finanzas Sostenibles que han ascendido a 1.091 millones de euros (2.240 millones de euros en 2024). Para información de detalle de estas inversiones véase el apartado 5.2 del Estado de Información no Financiera Consolidado e Información sobre Sostenibilidad (Anexo IV del Informe de Gestión consolidado 2025).

(6) Deterioro de activos

Test de deterioro

Para revisar si los activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, el Grupo compara su valor en libros con su valor recuperable siempre que existan indicios de que algún activo pudiera haber sufrido un deterioro y al menos una vez al año ("test de deterioro"). Si el importe recuperable de un activo es inferior a su valor neto contable, el importe en libros del mismo se reduce hasta su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor en la cuenta de pérdidas y ganancias.

Una vez se ha registrado una pérdida por deterioro de valor, la base de amortización a considerar a partir de ese momento tendrá en cuenta con carácter prospectivo la reducción del valor del activo.

Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un periodo anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente para, en su caso, revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en periodos posteriores.

En caso de reversión de un deterioro de valor previamente reconocido, el importe en libros del activo se incrementa hasta la estimación revisada de su valor recuperable, con el límite del importe en libros que habría existido de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo en periodos anteriores.

Unidades generadoras de efectivo

Para el "test de deterioro", los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGE) cuando dichos activos, individualmente considerados, no generan flujos de efectivo independientes de los generados por los otros activos de la UGE. La agrupación de los activos en distintas UGE implica la realización de juicios profesionales y la consideración, entre otros parámetros, de las unidades de negocio y de las áreas geográficas en las que opera el Grupo. En este sentido, en el segmento Exploración y Producción, las UGE se corresponden generalmente con cada una de las distintas áreas contractuales; por excepción, en aquellos casos en que los flujos de caja generados por varias de estas áreas sean interdependientes, las áreas se agrupan en una única UGE. En el caso de Industrial, las UGE se corresponden con actividades y áreas geográficas (Refino España, Química Iberia...), al igual que en Cliente (Estaciones de Servicio España, Ventas Directas España, GLP España...). En Generación eléctrica baja en carbono se consideran las UGEs por tecnología, localización geográfica y proyecto (Ciclos Combinados, Hidráulica y de manera individualizada los distintos proyectos eólicos y solares fotovoltaicos). Ninguna de las UGE a las que se asigna el fondo de comercio a efectos de evaluar su recuperación, es mayor que su segmento operativo. En total, al cierre de 2025 el Grupo ha evaluado la recuperabilidad de activos correspondientes a unas 100 UGEs, aproximadamente.

El fondo de comercio adquirido en una combinación de negocios se distribuye entre cada una de las UGE o grupos de UGE que se benefician de las sinergias de la combinación de negocios, con el límite del segmento de negocio.

Cálculo del valor recuperable

El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el coste de venta y el valor en uso.

La metodología utilizada por el Grupo en la estimación del importe recuperable de los activos es, en general, el valor en uso, calculado a partir del valor actual de los flujos de efectivo futuros esperados después de impuestos derivados de la explotación de tales activos y en algunas ocasiones, también se utilizan los precios de transacciones recientes o previstas como mejor aproximación al valor recuperable. Para información específica sobre la metodología de cálculo del valor recuperable véase Nota 3.5.1.

6.1 Test de deterioro de los activos

Hipótesis para la valoración de los activos

El Grupo ha evaluado el valor recuperable de sus unidades generadoras de efectivo de acuerdo con la metodología descrita en la Nota 3 y conforme a escenarios consistentes con su visión del mercado, del entorno previsible y de su estrategia. Las principales hipótesis utilizadas se describen a continuación:

a) Sendas de precios futuros:

En 2025, la actividad global ha venido caracterizada por una relativa estabilidad tras un período prolongado y desafiante marcado por *shocks* significativos. Sin embargo, el entorno global se ha vuelto más incierto como consecuencia del giro de la política comercial y geopolítica de la administración estadounidense, con la imposición de aranceles y tasas adicionales. En este contexto, el impacto sobre la inflación se manifiesta de forma asimétrica: en EE.UU., las tarifas ejercen ya una presión al alza sobre los precios de los bienes, parcialmente compensada por la caída de la energía y los servicios, mientras que en Europa y otras regiones, la apreciación del euro y la menor demanda externa están generando efectos desinflationarios. Por ello, las trayectorias monetarias del Banco Central Europeo (BCE) y la Reserva Federal de EE.UU. (FED) ha seguido trayectorias divergentes, menos notorias en los últimos meses. En este contexto, el Grupo ha revisado sus expectativas de precios futuros de crudo y de gas, de la electricidad y del CO₂ a la vista de las dinámicas en los mercados de *commodities* en 2025 (ver Apartado 3 del Informe de Gestión 2025). Las nuevas estimaciones han sido realizadas en un entorno de elevada incertidumbre sobre la evolución en el contexto geopolítico y geoeconómico (ver Nota 27).

- El precio del barril de Brent se revisa a la baja hasta 2031, como consecuencia de las peores perspectivas de la demanda en China, sin embargo, la demanda se mantendría creciendo solo un poco por debajo del millón de barriles diarios este año y el que viene, gracias a las dinámicas del resto de Asia y otras regiones. A partir de entonces, se mantiene la senda de 2024, ya que los supuestos no han variado sustancialmente. Aunque existan mejoras en la eficiencia energética -menores intensidades energéticas por unidad de PIB- el aumento de la población y el crecimiento económico, determinan que la demanda de energía primaria continúe creciendo en las próximas décadas por el crecimiento de los países en desarrollo (que ya consumen el 65% del total mundial de energía primaria, y se espera que llegue a representar alrededor del 70% en 2050).
- La senda de precio del gas Henry Hub (HH) se revisa al alza como consecuencia de mejores perspectivas de demanda, sobre todo en EE.UU., también con el soporte de las exportaciones dada la entrada de nueva capacidad de exportación de GNL en el corto y medio plazo. Se prevé que la transición jugará un papel fundamental en las dinámicas del gas en EE.UU. ya que se espera una contribución al mix eléctrico elevada. Adicionalmente, los incrementos de consumo de electricidad de los centros de datos también darán soporte a la demanda de gas para generación eléctrica, como fuente de energía estable.

- En el caso de la electricidad en España (pool eléctrico), se ha modificado ligeramente a la baja la senda en los primeros años de proyección para adecuarla a una demanda de electricidad que crece a un ritmo muy inferior al de la entrada de generación fotovoltaica, lo que provoca un creciente porcentaje de horas con precios muy bajos. A partir de 2033 las revisiones al alza vienen sustentadas por el efecto combinado del aumento de la demanda y la entrada de sistemas de almacenamiento de energía, que reducirá el apuntamiento.
- La senda de precios de los derechos de emisión de CO₂ se ha revisado al alza hasta 2035 para adecuarse a la realidad del mercado actual, pues la curva de futuros (que ya asume los posibles cambios regulatorios y entrada en funcionamiento del ETS 2) no muestra ninguna contracción para los próximos meses, empujado por la incertidumbre de la primera parte de 2026 en cuanto al uso de gas y carbón en el caso de un invierno más frío que los anteriores. Por el contrario, la visión en el largo plazo se mantiene sin cambios.

Las hipótesis para las principales referencias de precios son las siguientes:

Precios en términos reales 2025 ⁽¹⁾	2026-2050 ⁽²⁾	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2050 ⁽³⁾
Brent (\$/barril)	72,1	63,7	67,3	71,6	73,9	76,1	72,5
WTI (\$/barril)	69,9	60,3	63,4	67,8	70,2	72,5	70,6
HH (\$/Mbtu)	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
Pool eléctrico (€/MWh)	64,4	62,7	63,5	63,1	63,7	63,4	64,6
CO ₂ ETS-EU (\$/Tn)	92,2	90,2	91,4	90,7	95,1	100,0	91,8

NOTA: Estas sendas pueden diferir de las publicadas en otros documentos corporativos relacionados con la planificación estratégica cuya finalidad es demostrar la capacidad de la Compañía para cumplir con sus pretensiones de inversión y remuneración al accionista incluso en escenarios ácidos, que no tienen por qué coincidir con la visión de la Compañía sobre los precios futuros del crudo y del gas, que son los considerados para la elaboración del test de deterioro.

⁽¹⁾ Para realizar la conversión a términos reales se utiliza una inflación del 2%, que se corresponde con la inflación objetivo a medio plazo de la política monetaria establecida por el Banco Central Europeo.

⁽²⁾ Media de los precios del periodo 2026-2050.

⁽³⁾ Media de los precios del periodo 2031-2050.

Estas hipótesis asumen la descarbonización de la economía y, por tanto, la restricción de uso de combustibles fósiles y el desarrollo de nuevas tecnologías alternativas, que impulsan la transición energética y supondrán una reducción de la demanda de productos de hidrocarburos a medio y largo plazo.

b) Tasas de descuento:

Repsol utiliza como tasa de descuento el coste medio ponderado del capital empleado, después de impuestos, para cada país y negocio. Esta tasa trata de reflejar las evaluaciones actuales del mercado en lo referente al valor temporal del dinero y a los riesgos específicos del negocio. Por tanto, la tasa utilizada tiene en cuenta la tasa libre de riesgo, el riesgo-país, la moneda en la que se generan los flujos de caja y el riesgo de mercado, crediticio y de negocio. Para más información véase la Nota 3.5.1.

Tasas de descuento	2025	2024
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN⁽¹⁾		
EE.UU.	7,8%	8,8%
Latinoamérica ⁽²⁾	7,8% - 37,6%	8,8% - 37,6%
Europa, África y resto del mundo ⁽²⁾	7,8% - 11,9%	8,8% - 12,5%
INDUSTRIAL⁽³⁾	6,6% - 9,2%	6,8% - 9,5%
CLIENTE⁽³⁾	5,5% - 9,3%	6,0% - 9,7%
GBC⁽³⁾	6,2% - 7,2%	6,5% - 7,6%

⁽¹⁾ Tasas de descuento en dólares.

⁽²⁾ En Latinoamérica el rango alto corresponde a Venezuela y en África a Libia.

⁽³⁾ Tasas de descuento en euros y en dólares.

Las tasas de descuento se reducen respecto a las de 2024 como resultado de un entorno macroeconómico más favorable y una reducción en la volatilidad de los negocios de Repsol con respecto a la del mercado.

El valor recuperable de los activos calculado con el coste medio ponderado del capital empleado después de impuestos de la tabla anterior no difiere significativamente del calculado con unas tasas antes de impuestos que se encontrarían en un promedio (excluyendo los valores atípicos en algunos países y negocios) para Exploración y Producción del 10%, Industrial 10% y GBC 9%¹⁹.

¹⁹ No se desglosa la tasa WACC antes de impuestos del segmento Cliente porque los flujos de caja incluidos en el test de deterioro únicamente cubren un periodo de 10 años, siendo éste plazo suficiente para evidenciar la recuperabilidad del valor contable de los activos.

Deterioros registrados

En 2025 se han reconocido deterioros del valor de los activos del Grupo en los siguientes epígrafes del balance de situación:

Saneamiento sobre activos	Millones de euros	
	Notas	Total
Deterioro de inmovilizado intangible	16	(47)
Deterioro del inmovilizado material	17	245
Deterioros de inversiones contabilizadas por el método de la participación	18	(52)

En 2025 se han registrado reversiones de provisiones de los activos, netas de dotaciones por importe de 198 millones de euros antes de impuestos y en las sociedades que consolidan por puesta en equivalencia se han registrado dotaciones de provisiones por importe de -52 millones de euros²⁰. Las principales UGEs sujetas a dotaciones o reversiones de deterioro son:

- Exploración y Producción. Se reconocen reversiones netas por importe de 270 millones de euros, fundamentalmente en: (i) activos productivos de Indonesia por la venta de los mismos (120 millones de euros; ver Nota 17), (ii) activos en EE.UU. por 625 millones de euros por el impacto de los mayores precios del gas y el aumento de la producción, además de la reducción en la tasa WACC (7,8% desde 8,8% en 2024), (iii) deterioros en exploración por importe de -258 millones de euros por abandono de licencias y deterioro de bloques exploratorios, y (iv) deterioros en Noruega por -157 millones de euros por el impacto de los menores precios de los hidrocarburos y la menor producción.
- Industrial. En los activos del negocio de Refino en España se han reconocido reversiones por importe de 184 millones de euros. Las reversiones se producen como consecuencia de mayores márgenes de producción y mayor destilación estimada y las menores tasas de descuento WACC (7,6%, desde 7,9% en 2024). Adicionalmente, se han reconocido reversiones en Refino Perú (16 millones de euros). En el negocio de Química se han registrado deterioros por importe de -220 millones de euros por el descenso previsto de márgenes y ventas por ralentización de las perspectivas futuras en la recuperación de la demanda.
- GBC. El deterioro en el negocio de renovables incluye el deterioro por el acuerdo alcanzado con Hecate (ver Nota 20.2) y deterioros en activos por desestimación de proyectos en EEUU y España (-47 millones de euros antes de impuestos).

Por otro lado, las provisiones por deterioro de sociedades que consolidan por puesta en equivalencia han sido principalmente en Exploración y Producción (-29 millones de euros, de los cuales -37 millones de euros, por la inversión en sociedades en Venezuela -ver Nota 27-) e Industrial (-21 millones de euros).

El valor recuperable de los activos deteriorados en 2025 asciende aproximadamente a 6.422 millones de euros.

²⁰ En 2024 las dotaciones, netas de reversiones, de activos e inversiones contabilizadas por el método de la participación ascendieron a -1.047 millones de euros antes de impuestos.

6.2 Sensibilidades

Las variaciones en los precios futuros estimados o en las tasas de descuento utilizadas afectarían al importe del deterioro del valor de los activos del Grupo Repsol. Las principales sensibilidades a esas variaciones, sin tener en cuenta ni el reequilibrio de otras variables relacionadas ni las posibles adaptaciones de los planes operativos que permitirían mitigar el impacto negativo de dichas variaciones, se indican a continuación:

Sensibilidad principales hipótesis	Incremento (+) / descenso (-)	Millones de euros	
		Resultado de explotación	Resultado Neto ⁽¹⁾
Variación en los precios de hidrocarburos	20 %	1.193	956
	10 %	938	689
	(10)%	(1.446)	(909)
	(20)%	(3.168)	(2.033)
Variación en la producción de hidrocarburos	10 %	938	717
	(10)%	(1.619)	(1.034)
Variación en los precios (+/-20%) y la producción de hidrocarburos (+/-10%)	+	1.329	1.217
	-	(4.750)	(3.137)
Variación en los precios del CO ₂	20 %	(54)	(41)
	(20)%	29	22
Variación en los márgenes de Industrial, Cliente y GBC	10 %	1.002	772
	(10)%	(1.778)	(1.332)
Variación en la tasa de descuento	+100 p.b.	(851)	(577)
	-100 p.b.	1.037	723

⁽¹⁾ Incluye el impacto sobre las inversiones contabilizadas por el método de la participación.

Adicionalmente, atendiendo a las demandas de algunos usuarios de información, también se informa del impacto que resultaría del test de deterioro si se utilizaran las curvas de precios del escenario NZE de la Agencia Internacional de Energía publicado en el informe *World Energy Outlook 2025*²¹, que supondrían deterioros adicionales en torno a 4.600 millones de euros después de impuestos y minoritarios, fundamentalmente en el segmento de E&P.

²¹ Dichas sendas consideran unos precios en términos reales de 33 \$/bbl en 2030 y 25 \$/bbl y 2050 para el crudo y de 2,1 \$/MBtu y 2,2 \$/MBtu, respectivamente, para el gas en Norteamérica. El escenario NZE de la Agencia Internacional de Energía es uno de los muchos posibles que pueden proyectarse para limitar el aumento de temperatura a 1,5°C. De hecho, el Sexto Informe de Evaluación (Sixth Assessment Report, AR6) del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC), publicado en 2022, incluye más de 200 escenarios acordes con un aumento de la temperatura limitado a 1,5 °C en 2100, de los cuales 28 alcanzan la neutralidad de emisiones en 2050 y el resto lo hace con posterioridad.

(7) Resultado financiero

El detalle por naturaleza de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2025 y 2024 ha sido el siguiente:

Resultado financiero	Millones de euros	
	2025	2024
Ingresos financieros	257	341
Gastos financieros	(291)	(303)
Intereses netos ⁽¹⁾	(34)	38
Por tipo de interés	93	71
Por tipo de cambio	(460)	172
Otras posiciones	69	(23)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros ⁽²⁾	(298)	220
Diferencias de cambio ⁽³⁾	468	(271)
Deterioro/Reversión de instrumentos financieros ⁽⁴⁾	25	(43)
Actualización financiera de provisiones	(170)	(247)
Intereses intercalarios	216	230
Intereses arrendamientos ⁽⁵⁾	(181)	(198)
Otros	29	59
Otros ingresos y gastos financieros	(106)	(156)
RESULTADO FINANCIERO	55	(212)

⁽¹⁾ Incluye ingresos por intereses por instrumentos financieros valorados a coste amortizado por importe de 257 millones de euros (339 millones en 2024).

⁽²⁾ En "Otras posiciones" se incluyen los resultados por valoración y liquidación de derivados sobre acciones propias (ver Notas 11.2 y 14) y la valoración de participaciones en fondos de inversión (ver Nota 13).

⁽³⁾ Incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera.

⁽⁴⁾ Incluye ajustes valorativos de préstamos otorgados a sociedades contabilizadas por el método de la participación, principalmente de Venezuela (E&P) (ver Nota 27).

⁽⁵⁾ Corresponde a la actualización financiera de pasivos por arrendamiento.

El resultado financiero es superior al de 2024, debido principalmente a una mejor valoración de derivados sobre acciones propias, a un menor actualización financiera de provisiones por la desconsolidación del negocio del E&P en Reino Unido (ver nota 18) y a un impacto favorable por diferencias por tipo de cambio (netas de derivados). Los efectos anteriores se compensan con unos mayores intereses netos de la deuda.

(8) Impuesto sobre beneficios

La correcta valoración del gasto en concepto de impuesto sobre beneficios depende de varios factores, incluyendo estimaciones en el ritmo y realización de los créditos fiscales y de los activos por impuestos diferidos, así como de la periodificación de los pagos del impuesto sobre beneficios. Los cobros y pagos pueden diferir materialmente de estas estimaciones como resultado de cambios en la evolución prevista de los negocios de la Compañía o en las normas impositivas o en su interpretación, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten en los saldos de impuestos de la Compañía.

Los activos por impuesto diferido sólo son reconocidos cuando se considera probable que las entidades (individualmente o de forma consolidada) que los han generado van a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales con las que hacerlos efectivos.

Cuando existan indicios de que no se recuperan y, en cualquier caso, una vez al año, se revisan los activos por impuestos diferidos registrados, con el fin de comprobar que se mantienen vigentes y que se consideran recuperables en el futuro, efectuándose, en su caso, las oportunas modificaciones, de acuerdo con los resultados de los análisis realizados. Dichos análisis se basan en: (i) la realización de hipótesis para verificar la existencia de suficientes ganancias fiscales futuras que permitan compensar las pérdidas fiscales o aplicar los créditos fiscales existentes; (ii) la evaluación de las estimaciones de resultados de cada entidad o grupo fiscal de acuerdo con los planes de negocio del Grupo; (iii) el período y límites establecidos en la legislación de cada país para la recuperación de los créditos fiscales.

8.1 Impuestos aplicables

En materia impositiva y, en particular, de impuesto sobre el beneficio, el Grupo Repsol se encuentra sometido a la normativa de distintas jurisdicciones fiscales, dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que lo integran.

Por este motivo, el tipo impositivo efectivo del Grupo Repsol está condicionado por la distribución del resultado obtenido entre cada uno de los países en donde opera y, en ocasiones, por el gravamen de ese resultado en más de un país (doble imposición).

a) En España

La mayoría de las entidades residentes en territorio español tributan en el Impuesto sobre Sociedades por el régimen de consolidación fiscal. En este régimen, las sociedades integradas en el Grupo fiscal determinan conjuntamente el resultado fiscal y el impuesto del Grupo.

Repsol, S.A. es la sociedad dominante del Grupo fiscal consolidado 6/80 en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo Fiscal en el ejercicio 2025 es de 151, siendo las más significativas: Repsol, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol Trading, S.A., Repsol Materials, S.A. (previamente denominada Repsol Química S.A.), Repsol Butano, S.A., Repsol Soluciones Energéticas S.A. (previamente denominada Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.), Repsol Exploración, S.A., Repsol Exploración Murzuq, S.A., Repsol Generación Eléctrica, S.A. y Repsol Renovables, S.A.

Por su parte, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) es la sociedad representante del Grupo fiscal consolidado 02/01/B, al que se le aplica la normativa foral de Vizcaya. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo en el ejercicio 2025 es de 9, siendo las más significativas: Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), Repsol Customer Centric, S.L. y Repsol Industrial Transformation, S.L.

Las sociedades residentes en España que no están integradas en grupos fiscales tributan en el Impuesto sobre Sociedades de forma individual.

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individual o consolidada, estuvieron sujetas durante 2025 a un tipo general de gravamen del 25%, excepto el grupo Petronor que, en virtud de la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 24%.

b) En el resto de países

El resto de sociedades del Grupo tributan en cada uno de los países en los que desarrollan sus actividades aplicando el impuesto sobre beneficios vigente en dichos territorios. Adicionalmente, en algunos países existen impuestos a la ganancia mínima presunta con carácter complementario al impuesto sobre beneficios.

Las sociedades del Grupo residentes en España, que realizan parte de sus actividades en otros países, están sometidas al impuesto sobre beneficios vigente en estos territorios por la parte de los resultados que allí se obtienen. Este es el caso de los establecimientos permanentes de las sociedades españolas que realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos en otros países (por ejemplo, en Argelia, Indonesia, Libia o Perú).

A continuación, se indican los tipos de gravamen nominales de los impuestos sobre beneficios aplicables en 2025 en las principales jurisdicciones en que opera el Grupo:

País	Tipo de Gravamen	País	Tipo de Gravamen
Argelia ⁽¹⁾	38%	Luxemburgo	23,87%
Bolivia	25%	México	30%
Brasil	34%	Noruega	78%
Canadá	29%	Países Bajos	25,8%
Chile	27%	Perú ⁽⁵⁾	29,5%
Colombia ⁽²⁾	35%	Portugal ⁽⁶⁾	20,5% - 30,5%
Estados Unidos ⁽³⁾	21%	Reino Unido ⁽⁷⁾	25%-40%
Indonesia	37,6% - 44%	Singapur	17%
Italia ⁽⁴⁾	24%	Trinidad y Tobago	55% - 57,2%
Libia	65%	Venezuela	34% (Gas) y 50% (Petróleo)

⁽¹⁾ Más el impuesto sobre beneficios excepcionales (TPE).

⁽²⁾ El tipo podría alcanzar el 50% sujeto a la evolución de los precios del crudo.

⁽³⁾ No incluye tipos estatales.

⁽⁴⁾ No incluye tipos regionales.

⁽⁵⁾ Tipo general.

⁽⁶⁾ A partir de 2026, el tipo máximo es el 29,5%.

⁽⁷⁾ No incluye el Energy Profit Levy (tipo 38%).

c) Novedades normativas en el impuesto sobre beneficios

c.1) Principales reformas fiscales del período:

- En España, durante 2025, resulta de aplicación la limitación del 50% en la compensación de pérdidas en grupos de consolidación fiscal. Esta limitación, que inicialmente se aprobó para 2023, se extendió posteriormente a los ejercicios 2024 y 2025. El importe de las bases imponibles negativas individuales no incluidas en la base imponible del grupo de consolidación fiscal se integrará, por partes iguales, a lo largo de diez años.
- En EE.UU., el 4 de julio, se aprobó *One Big Beautiful Bill Act*, que introduce cambios significativos con el objetivo de mejorar la competitividad de las empresas estadounidenses y prorrogar las rebajas fiscales de la anterior reforma de la Administración Trump de 2017 (Tax Cuts and Jobs Act). La reforma consolida e incrementa incentivos fiscales en el impuesto sobre beneficios y en el Corporate Alternative Minimum Tax con impacto positivo para las actividades de Repsol en el país. Adicionalmente, incorpora modificaciones a los créditos fiscales a las energías renovables introducidos por la Inflation Reduction Act, anticipando su finalización.
- En el Reino Unido, tras las medidas aprobadas en noviembre de 2024 -que endurecieron el Energy Profits Levy (EPL) al incrementar el tipo impositivo del 35 % al 38 % y eliminar el incentivo a las inversiones-, el Gobierno aprobó en marzo de 2025 su prórroga hasta marzo de 2030 (anteriormente prevista hasta marzo de 2028). Esta ampliación ha tenido un impacto de -75 millones de euros en el gasto por impuesto sobre beneficios diferido. El EPL podría desactivarse antes de 2030 si, durante dos trimestres consecutivos, los precios del crudo y del gas caen por debajo de sus umbrales de 76,12 USD/barril y 59 p/therm (ajustados anualmente por el IPC). En noviembre de 2025 el Gobierno anunció la creación de un nuevo gravamen permanente que entrará en vigor tras la desactivación del EPL (Oil & Gas Price Mechanism -OGPM-). El tipo del gravamen es del 35% sobre ingresos y solo aplicará cuando los precios superen umbrales fijados separadamente para crudo y gas (referencias para 2026: 90 USD/barril y 90 p/therm, actualizados anualmente).

- En Brasil, se ha aprobado una norma que introduce una retención del 10% sobre dividendos distribuidos por sociedades brasileñas a entidades no residentes (anteriormente exentos) con entrada en vigor el 1 de enero de 2026. Se prevé un mecanismo de crédito fiscal para mitigar la doble imposición cuando la carga efectiva supere el tipo nominal del Impuesto sobre Sociedades en Brasil (34%). Introduce un régimen transitorio por el que los dividendos correspondientes a resultados obtenidos hasta 31 de diciembre de 2025 estarán exentos.

c.2) *Tributación mínima (Pilar II OCDE)*

En octubre de 2021, los países del Marco Inclusivo de la OCDE alcanzaron un acuerdo político para el establecimiento de unas normas comunes que garanticen una tributación mínima de los grupos multinacionales; este acuerdo fue concretado en diciembre de 2021 con la publicación de unas reglas modelo que garantizan una tributación efectiva global del 15%.

En diciembre de 2022, los 27 Estados Miembros de la UE aprobaron una Directiva, basada sustancialmente en las reglas modelo de la OCDE, para su entrada en vigor en el ejercicio fiscal 2024, tras su trasposición en cada uno de los Estados miembros. España ha traspuesto la Directiva y ha establecido un Impuesto Complementario para garantizar un nivel mínimo global de imposición para los grupos multinacionales y los grupos nacionales de gran magnitud (Ley 7/2024, de 20 de diciembre), al que queda sujeto el Grupo Repsol.

La evolución de la implementación local del impuesto mínimo en los países donde el Grupo Repsol tiene presencia es la siguiente: a) España, Italia, Luxemburgo, Portugal, Noruega, Países Bajos, Reino Unido, Brasil e Indonesia ya han aprobado normativa nacional, y b) en el resto de países del Marco Inclusivo de la OCDE en los que Repsol tiene presencia se desconoce si se implementará esta normativa localmente, salvo en el caso de Estados Unidos donde la administración ha anunciado la no implementación doméstica del Pilar II. Los países que no se encuentran dentro del Marco Inclusivo, como Argelia, Bolivia, Libia o Venezuela, no se espera que introduzcan normativa al respecto.

El 5 de enero de 2026 el Marco Inclusivo de la OCDE ha publicado el paquete "side-by-side" que introduce una serie de nuevos puertos seguros. El acuerdo, que será de aplicación en el marco de la Directiva sobre el Pilar II según Comunicación de la Comisión de 12 de enero de 2026, comprende un puerto seguro permanente de tipo efectivo simplificado, la ampliación del puerto seguro transitorio del informe país por país, un puerto seguro de incentivos fiscales vinculados a la sustancia económica y un puerto seguro que exime de tributación mínima a las multinacionales con matriz última en Estados Unidos.

Más allá de un notable incremento de las cargas de cumplimiento formal (como consecuencia de la complejidad del impuesto y de la gran cantidad de información que se debe elaborar para su aplicación), el Grupo Repsol no espera impactos económicos significativos derivados de la aplicación de esta normativa, al estar ya sujeto a tipos efectivos de gravamen muy superiores al 15% en los principales territorios en los que opera. No obstante, la complejidad de la norma podría generar, en su aplicación a casos puntuales, supuestos de doble imposición.

En el ejercicio 2025 el Grupo Repsol no ha registrado ningún gasto por la aplicación de la normativa sobre tributación mínima del Pilar II, al no estimarse impacto alguno en resultados.

A los efectos oportunos, se indica que es aplicable la excepción a reconocer y revelar información sobre activos y pasivos por impuestos diferidos relacionados con el impuesto a las ganancias del Pilar II.

c.3) *Gravámenes sobre beneficios extraordinarios*

En España, la Ley 38/2022 de 27 de diciembre de 2022, introdujo en el ordenamiento jurídico nacional un gravamen temporal energético (GTE) que debían satisfacer determinados operadores del sector energético por su importe neto de la cifra de negocios de los ejercicios 2022 y 2023. La Ley 7/2024, de 20 de diciembre de 2024, derogó el GTE. Posteriormente, el 22 de enero de 2025 el Congreso de los Diputados rechazó la convalidación del Decreto-ley 10/2024, de 23 de diciembre de 2024 que establecía un nuevo GTE para gravar las operaciones de 2024.

De acuerdo con lo anterior, y tras la derogación del GTE, en el ejercicio 2025 Repsol no ha tenido que realizar pagos por GTE correspondientes a las operaciones realizadas en 2024. La carga fiscal correspondiente a las operaciones realizadas en 2023, último GTE en vigor, se registró, de acuerdo con el criterio manifestado por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), como gasto en el Resultado de las operaciones el día 1 de enero de 2024, por importe de 335 millones de euros.

Repsol, de acuerdo con la opinión de sus asesores internos y externos, considera que el GTE es incompatible con la Constitución Española y con el Derecho de la Unión Europea, por lo que ha recurrido a los Tribunales solicitando su anulación (ver Nota 8.4).

8.2 Gasto devengado contablemente por impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el impuesto sobre beneficios para los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Gasto por impuesto sobre beneficios	Millones de euros	
	2025	2024
Impuesto corriente por resultados del ejercicio ⁽¹⁾	(1.020)	(1.133)
Impuesto diferido del ejercicio ⁽²⁾	(307)	406
Ajustes de ejercicios anteriores y otras regularizaciones ⁽³⁾	610	165
Total (gasto)/ingreso por impuesto sobre beneficios	(717)	(562)

⁽¹⁾ (Gasto)/ingreso contable que corresponde al impuesto a pagar por los resultados obtenidos en el ejercicio corriente.

⁽²⁾ (Gasto)/ingreso contable por diferencias temporarias surgidas en el ejercicio y por aplicación de créditos fiscales originados en ejercicios anteriores.

⁽³⁾ Ajustes correspondientes al impuesto sobre beneficios de ejercicios anteriores, regularización del importe estimado del año anterior, provisiones fiscales y activación y desactivación de impuestos diferidos.

La conciliación del "Gasto por impuesto sobre beneficios" registrado y el que resultaría de aplicar el tipo nominal del Impuesto sobre Sociedades vigente en el país de la casa matriz (España) es la siguiente:

Conciliación del gasto por impuesto sobre beneficios	Millones de euros	
	2025	2024
Resultado antes de Impuesto sobre beneficios (IS)	2.817	2.172
Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	53	439
Resultado antes de IS y de resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	2.764	1.733
Tipo nominal general del IS en España	25%	25%
(Gasto)/Ingreso por IS al tipo nominal general español	(691)	(433)
Mayor gasto por IS por ajuste a tipos nominales diferentes al general español ⁽¹⁾	(358)	(303)
Mayor gasto por IS derivado de gastos no deducibles ⁽²⁾	(41)	(116)
Menor gasto por IS por aplicación de mecanismos para evitar la doble imposición ⁽³⁾	116	112
Menor gasto por IS por aplicación de deducciones e incentivos fiscales ⁽⁴⁾	40	91
Ingreso/(gasto) por IS por ajustes sobre impuestos diferidos ⁽⁵⁾	172	(178)
Ingreso/(gasto) por IS por provisiones por riesgos fiscales	(10)	223
Otros ⁽⁶⁾	55	42
(Gasto)/Ingreso por IS	(717)	(562)

⁽¹⁾ Resultados gravados en el extranjero o en España a tipos diferentes del 25% (regímenes forales...).

⁽²⁾ Provisiones y gastos contables no deducibles fiscalmente.

⁽³⁾ Mecanismos para evitar la doble imposición, tanto internacional como interna, ya sean exenciones, bonificaciones o deducciones en cuota.

⁽⁴⁾ Corresponde principalmente a incentivos fiscales por inversiones en España y Portugal y la aplicación del régimen de tonelaje en España.

⁽⁵⁾ Incluye fundamentalmente la activación, tras revisión de su recuperabilidad, de activos por impuestos diferidos en España, EE.UU. y Luxemburgo, neto del impacto en diferidos de la extensión del EPL en Reino Unido.

⁽⁶⁾ Incluye principalmente ajustes/pagos por impuesto sobre beneficios de ejercicios anteriores.

8.3 Impuestos diferidos

a) Impuestos diferidos registrados

El Grupo presenta los activos y pasivos por impuestos diferidos asociados a un mismo sujeto pasivo por su importe neto. La composición de los activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos en el balance, en función de los conceptos que los originan, es la siguiente:

Impuestos diferidos	Millones de euros	
	2025	2024
Bases imponibles negativas por pérdidas, deducciones y similares (pendientes de aplicar)	3.177	3.866
Diferencias entre amortizaciones contables y fiscales	(899)	(1.560)
Provisiones por desmantelamiento de campos e instalaciones (pendientes de aplicar)	301	1.083
Provisiones por riesgos, personal y otras (pendientes de aplicar)	797	854
Otros impuestos diferidos	(101)	(159)
Total impuesto diferido	3.275	4.084
Provisiones por riesgos relacionados con el impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾	(2.327)	(2.337)
Impuesto diferido neto y otros fiscales	948	1.747

⁽¹⁾ El movimiento de las provisiones por riesgos relacionados con el impuesto sobre beneficios es el siguiente: (i) dotación con cargo a resultados 21 millones de euros, (ii) diferencias de conversión y otros por -31 millones de euros.

A continuación, se desglosa el movimiento de impuestos diferidos para los ejercicios 2025 y 2024:

Millones de euros	2025	2024
Saldo al inicio del ejercicio	4.084	3.899
Ingreso/(Gasto) cuenta de pérdidas y ganancias	(204)	40
Ingreso/(Gasto) en patrimonio neto	(58)	43
Diferencias de conversión de saldos en moneda extranjera	(157)	58
Cambios en el perímetro de consolidación ⁽¹⁾	(447)	57
Otros	57	(13)
Saldo al cierre del ejercicio	3.275	4.084

⁽¹⁾ En 2025 incluye principalmente la baja de impuestos diferidos tras el acuerdo con NEO Energy Group Limited en relación a la participación en Repsol Resources UK (ver nota 18).

En España, en 2025 se recoge la baja por cobro de activos por impuestos diferidos de los ejercicios 2021 y 2022 derivada de la declaración de inconstitucionalidad de los límites a la compensación de bases imponibles negativas y deducciones de ejercicios anteriores establecidos por el Real Decreto-ley 3/2016 (sentencia del Tribunal Constitucional 11/2024, de 18 de enero). Tanto en 2024 como en 2025 se recoge un aumento de activos por impuestos diferidos derivados de las pérdidas fiscales afectadas por la limitación temporal del 50% en la compensación de pérdidas en grupos de consolidación fiscal.

Adicionalmente, a cierre de ejercicio, en el contexto del análisis de deterioro de valor de los activos de la compañía, (ver nota 6) se ha revisado la recuperabilidad de los activos netos por impuestos diferidos, resultando en una activación neta por importe de 99 millones de euros.

b) Activos y otros créditos fiscales

Los activos fiscales registrados correspondientes a bases imponibles negativas, deducciones y similares (pendientes de aplicar), que ascienden a 3.177 millones de euros, corresponden principalmente a:

País	Millones de euros	Caducidad legal	Estimación recuperabilidad
España ⁽¹⁾	2.273	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Estados Unidos	564	20 años / sin límite temporal	En su mayoría, en 10 años
Luxemburgo	225	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Portugal	51	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Argelia	29	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Resto	35	-	-
Total	3.177		

⁽¹⁾ Incluye, entre otras bases imponibles negativas, las generadas en los ejercicios 2023, 2024 y 2025 derivadas de la limitación temporal del 50% en la compensación de pérdidas en grupos de consolidación fiscal.

c) Activos por impuestos diferidos no registrados

A continuación, se desglosan los activos por impuestos diferidos netos no registrados al cierre del ejercicio 2025:

País	Millones de euros	Apertura por concepto		
		Bases imponibles negativas	Deducciones	Otros impuestos diferidos
Luxemburgo	2.440	2.440	—	—
Estados Unidos	1.177	1.116	—	61
España ⁽¹⁾	844	317	226	301
Canadá	391	115	—	276
México	254	177	—	77
Portugal	70	—	70	—
Argelia	44	44	—	—
Reino Unido	13	13	—	—
Singapur	12	12	—	—
Bolivia	11	11	—	—
Venezuela	6	—	—	6
Italia	4	4	—	—
Brasil	2	2	—	—
Total ⁽²⁾	5.268	4.251	296	721

NOTA: El importe correspondiente a 2024 ascendía a 6.544 millones de euros.

⁽¹⁾ En España no se incluyen pasivos por impuestos diferidos asociados a diferencias temporarias imponibles sobre inversiones en sociedades dependientes, asociadas y establecimientos permanentes que cumplen los requisitos establecidos en la NIC 12 para aplicar la excepción de registro (97 millones de euros al cierre de 2025).

⁽²⁾ No incluye el importe correspondiente a los activos por impuestos diferidos netos no registrados de sociedades que consolidan por puesta en equivalencia que asciende a 291 millones de euros: (i) Venezuela 154 millones de euros; (ii) Trinidad y Tobago 117 millones de euros; (iii) Reino Unido 12 millones de euros y (iv) Bolivia 8 millones de euros.

8.4 Actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal

Según establece la legislación vigente, los impuestos no pueden considerarse definitivamente liquidados hasta que las declaraciones presentadas hayan sido inspeccionadas por las autoridades fiscales o haya transcurrido el plazo de prescripción aplicable en cada jurisdicción.

Cuando se plantean diferentes interpretaciones de la normativa fiscal aplicable a determinadas operaciones entre Repsol y las autoridades fiscales, el Grupo actúa con las autoridades de forma transparente y cooperativa para resolver las controversias mediante las fórmulas jurídicas disponibles, con el objeto de llegar a una solución no litigiosa. No obstante, tanto en ejercicios anteriores como en éste se han producido actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal contrarias a las pretensiones del Grupo que han dado lugar a situaciones litigiosas y que podrían poner de manifiesto pasivos fiscales adicionales. Repsol considera que su actuación en los indicados asuntos ha sido ajustada a Derecho y se sustenta en interpretaciones razonables de la normativa aplicable, por lo que ha interpuesto los oportunos recursos en defensa de los intereses del Grupo y de sus accionistas.

Es difícil predecir el plazo de resolución de dichos litigios debido a lo extenso del procedimiento de reclamación.

El criterio general del Grupo consiste en registrar provisiones para los litigios de naturaleza fiscal en los que se determina que el riesgo de pérdida es probable. Los importes provisionados se calculan de acuerdo con la mejor estimación de la cuantía necesaria para liquidar el litigio correspondiente, basándose, entre otros, en un análisis individualizado de los hechos y opiniones legales de sus asesores internos y externos y tomando en consideración la experiencia de sucesos pasados.

Los ejercicios abiertos a inspección fiscal en las sociedades del Grupo más relevantes, respecto del impuesto sobre beneficios y de los principales impuestos a los que se hallan sujetas, son los siguientes:

País	Ejercicios	País	Ejercicios
Argelia	2021 - 2025	Luxemburgo	2020 - 2025
Bolivia	2017 - 2025	México	2021 - 2025
Brasil	2020 - 2025	Noruega	2020 - 2025
Canadá	2022 - 2025	Países Bajos	2020 - 2025
Chile	2022 - 2025	Perú	2021 - 2025
Colombia	2020 - 2025	Portugal	2022 - 2025
España	2021 - 2025	Reino Unido	2020 - 2025
Estados Unidos	2021 - 2025	Singapur	2021 - 2025
Indonesia	2021 - 2025	Trinidad y Tobago	2019 - 2025
Italia	2019 - 2025	Venezuela	2019 - 2025
Libia	2017 - 2025		

Dada la incertidumbre relativa a la materialización de los riesgos fiscales existentes asociados a litigios y otras contingencias fiscales, el Grupo tiene dotadas provisiones que se consideran adecuadas para cubrir los riesgos correspondientes. A 31 de diciembre de 2025, el Grupo tiene registrados 2.327 millones de euros por provisiones derivadas de posiciones fiscales inciertas en impuestos sobre beneficios (2.337 millones de euros a 31 de diciembre de 2024). Adicionalmente, tiene reconocidas provisiones fiscales por otros impuestos por importe de 487 millones de euros (560 millones de euros a 31 de diciembre de 2024), que se presentan en el epígrafe de "Otras provisiones" en la Nota 20. La Compañía, sobre la base del asesoramiento de expertos fiscales internos y externos, considera que las deudas fiscales que finalmente pudieran derivarse de dichas actuaciones no afectarían significativamente a los estados financieros adjuntos.

A 31 de diciembre de 2025 los principales litigios y reclamaciones de naturaleza fiscal que afectan al Grupo Repsol son los siguientes:

- **Brasil.** Repsol Sinopec Brasil, S.A. (RSB, ver Nota 18) ha recibido actas regularizando el precio aplicado por Agri, B.V. y Guara, B.V. (ejercicios 2016 a 2020) y Lapa, B.V. (ejercicios 2017 a 2019) en la contratación de plataformas de perforación y extracción. La Compañía ha recurrido dichas regularizaciones por considerar que la metodología de determinación del precio de los servicios es correcta y conforme a derecho. Se ha obtenido una resolución administrativa en segunda instancia favorable a RSB para 2016, que ha supuesto el fin del litigio. También se han dictado resoluciones administrativas de segunda instancia favorables para 2017 y 2018, que las autoridades fiscales han recurrido. En cuanto a 2019, se encuentra recurrida en segunda instancia administrativa, pendiente de resolución. En relación con la liquidación tributaria de 2020, RSB presentó un recurso en octubre de 2025, por las mismas razones y utilizando los mismos argumentos expuestos en años anteriores.
- **España.** Actualmente continúan abiertos procedimientos relativos a los siguientes ejercicios e impuestos:
 - Inspección del Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 2006 a 2009. Los asuntos en discusión se referían principalmente a (i) precios de transferencia, (ii) deducción de pérdidas por actividades e inversiones en el extranjero y (iii) aplicación de incentivos a las inversiones. El pleito ha concluido con la estimación de la mayoría de las pretensiones de Repsol. La deuda exigida originalmente por la Administración Tributaria se ha anulado en más del 90%.
 - Inspección del Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 2010-2013. Las actuaciones inspectoras concluyeron en 2017 sin imposición de sanción alguna y, en su mayor parte, mediante actas de conformidad o con acuerdo de las que no se derivaron pasivos significativos para el Grupo. No obstante, en relación con dos asuntos (deducibilidad de intereses de demora tributarios y deducción de pérdidas por actividades e inversiones en el extranjero) la resolución administrativa fue objeto de reclamación, por entender la Sociedad que su actuación había sido ajustada a Derecho. La Audiencia Nacional ha estimado parcialmente las pretensiones de Repsol, anulando en su mayor parte la deuda exigida originalmente. La sentencia no es firme y ha sido recurrida ante el Tribunal Supremo.
 - Inspección del Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 2014-2016. Las actuaciones de inspección finalizaron en 2019 sin la imposición de sanciones y, en su mayor parte, con actas de conformidad o con acuerdo que no generaron

pasivos significativos para el Grupo. No obstante, se mantienen controversias relativas a la deducción de pérdidas por actividades e inversiones en el extranjero y aplicación de los límites en la utilización de los créditos fiscales establecidos por el Real Decreto-ley 3/2016 (declarados inconstitucionales por el Tribunal Constitucional). Actualmente, el pleito está pendiente de sentencia de la Audiencia Nacional.

- Inspección del Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 2017-2020. Las actuaciones de comprobación finalizaron en 2024 sin imposición de sanción y, en su mayor parte, con actas firmadas en conformidad que no generaron pasivos significativos para el grupo. Sin embargo, se planteó una nueva discusión respecto de las deducciones para evitar la doble imposición por actividades e inversiones en el extranjero. Actualmente, el pleito está pendiente de sentencia de la Audiencia Nacional.
- Inspección del Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 2021-2023. En febrero de 2026 se notificó el inicio de actuaciones de comprobación respecto de dichos ejercicios.
- Inspección del Gravamen Temporal Energético de 2023 y 2024. Las actuaciones inspectoras han finalizado con discrepancias, sin imposición de sanciones, en cuanto a la inclusión de determinadas operaciones en la base de cálculo del Gravamen. Las reclamaciones interpuestas se encuentran todavía en la instancia administrativa.
- *Perú.* El "Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería" (OSINERGMIN), ha exigido a RELAPASAA el pago del "aporte por regulación de las empresas del subsector hidrocarburos" por las ventas de combustible de aviación para vuelos internacionales. RELAPASAA entiende que dichas ventas están exentas del pago de dicha contribución al estar destinado el producto a su consumo en vuelos al exterior. El Tribunal Fiscal (vía administrativa) ha estimado los argumentos de RELAPASAA y dispuesto que la Administración verifique que el combustible fue efectivamente despachado a la aviación internacional. Esta posición no es definitiva y viene siendo impugnada por la Administración en la vía judicial.

La Compañía no espera que surjan pasivos adicionales que puedan tener un impacto relevante en los resultados del Grupo como consecuencia de los anteriores procedimientos.

Adicionalmente, en España la Compañía mantiene con diversas administraciones tributarias litigios y reclamaciones en las que solicita la devolución de impuestos que considera que han sido indebidamente pagados:

- Recursos relacionados con el Gravamen Temporal Energético. Repsol considera que el gravamen es inconstitucional y contrario al Derecho de la Unión Europea y que su desarrollo reglamentario infringe la legalidad vigente. Repsol ha recurrido ante la Audiencia Nacional la Orden Ministerial que desarrolló la Ley 38/2022, recurso que se encuentra pendiente de sentencia. Asimismo, la Compañía ha solicitado a la AEAT la devolución de los importes ingresados por este gravamen en 2023 y 2024, por considerarlos ingresos indebidos, habiendo sido recurridas las resoluciones desestimatorias de la AEAT. Por último, como se ha señalado anteriormente, la Compañía también ha recurrido las liquidaciones administrativas correspondientes a la comprobación del GTE pagado en 2023 y 2024.
- Recursos relacionados con la petición de devolución del tipo autonómico del Impuesto sobre Hidrocarburos (2013-2018). El impuesto fue declarado ilegal por el Tribunal de Justicia de la UE en sentencia de 30 de mayo de 2024 (asunto C-743/22) y por el Tribunal Supremo en varias sentencias del mismo año, que también fijó criterios sobre la devolución del impuesto y la reparación de los daños causados. Repsol, del mismo modo que otros operadores del sector, ha recibido sentencias de la Audiencia Nacional denegando la devolución. Al no estar conforme con dichas sentencias, la Compañía ha interpuesto recursos ante el Tribunal Supremo.
- Recursos relacionados con el Impuesto sobre Hidrocarburos que, en los ejercicios 2014 a 2018, gravó el gas natural empleado para producir electricidad. El Tribunal Supremo, en varias sentencias ha declarado este impuesto contrario al Derecho de la UE. Repsol solicitó la devolución de este gravamen. Ya se han recibido algunas resoluciones estimatorias firmes ordenando la devolución, en otros procedimientos la Administración se ha allanado a la pretensión de Repsol y otro grupo de litigios está pendiente de resolución.
- Recursos relacionados con la inconstitucionalidad del Real Decreto-Ley 3/2016 (sentencia del Tribunal Constitucional 11/2024, de 18 de enero). Se ha cobrado la mayor parte de las devoluciones correspondientes a las medidas anuladas por el Tribunal Constitucional. Repsol sigue recurriendo y solicitando la devolución de ingresos indebidos en relación con las medidas todavía no anuladas del Real Decreto-ley 3/2016 y otras medidas que Repsol también considera que son contrarias a la Constitución y al Derecho de la Unión Europea.

(9) Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el que se detalla a continuación:

Beneficio por acción (BPA)	2025	2024
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	1.899	1.756
Ajuste del gasto por intereses del bono perpetuo subordinado (millones de euros)	(67)	(60)
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones)	1.132	1.183
BPA básico y diluido (euros/acción)	1,62	1,43

ESTRUCTURA FINANCIERA Y RECURSOS FINANCIEROS

(10) Estructura financiera

La estructura financiera objetivo trata de mantener una ratio de apalancamiento que garantice la solidez financiera del Grupo, definida como relación entre la deuda neta y el capital empleado (con y sin arrendamientos). El cálculo de la citada ratio a 31 de diciembre de 2025 y 2024 se desglosa a continuación (para más información véase el Anexo II del Informe de Gestión consolidado 2025):

Estructura financiera	Millones de euros	
	2025	2024
Patrimonio neto	27.618	29.099
Deuda neta ⁽¹⁾	4.487	4.015
Capital empleado ⁽¹⁾	32.105	33.114
Ratio de Apalancamiento (%)	14,0	12,1
Arrendamientos	2.871	3.591
Deuda neta sin arrendamientos ⁽¹⁾	1.616	424
Capital empleado sin arrendamientos ⁽¹⁾	29.234	29.523
Ratio de Apalancamiento sin arrendamientos (%)	5,5	1,4

⁽¹⁾ Medida Alternativa de Rendimiento. Para la conciliación de estas magnitudes con las NIIF-UE véase el Anexo II del Informe de Gestión consolidado 2025.

(11) Patrimonio neto

Patrimonio neto	Millones de euros	
	2025	2024
Fondos propios:	26.654	25.883
Capital social	1.105	1.157
Prima de emisión, reservas y dividendos:	20.607	20.681
Prima de emisión	4.038	4.038
Reserva legal ⁽¹⁾	221	235
Otras reservas ⁽²⁾	16.348	16.437
Dividendo y remuneraciones a cuenta	—	(29)
Acciones propias	(3)	(2)
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	1.899	1.756
Otros instrumentos de patrimonio	3.046	2.291
Otro resultado global acumulado:	(1.514)	606
Instrumentos de patrimonio con cambios en otro resultado global	(18)	(22)
Operaciones de cobertura	(446)	(394)
Diferencias de conversión ⁽³⁾	(1.050)	1.022
Intereses minoritarios	2.478	2.610
TOTAL PATRIMONIO NETO	27.618	29.099

⁽¹⁾ De acuerdo con la Ley de Sociedades de Capital, debe destinarse una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio de la sociedad dominante 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 el 10% del capital ya aumentado. A cierre de los ejercicios 2025 y 2024 esta reserva tiene un saldo que cumple los requisitos establecidos por la Ley.

⁽²⁾ Este epígrafe incluye los resultados acumulados y no distribuidos. Adicionalmente incluye la "Reserva por capital amortizado", que de acuerdo con la Ley de Sociedades de Capital, debe dotarse por el valor nominal equivalente de las acciones amortizadas en las reducciones de capital ejecutadas por la Compañía hasta 31 diciembre de 2025 y 2024 por 702 y 650 millones, respectivamente.

⁽³⁾ Este epígrafe incluye los efectos derivados de convertir a euros los activos netos de sociedades cuya moneda funcional es distinta al euro.

11.1 Capital social

El capital social a 31 de diciembre de 2025 y 2024 estaba representado por 1.105.374.336²² y 1.157.396.053 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, respectivamente, totalmente suscritas y desembolsadas, representadas por anotaciones en cuenta y admitidas a cotización oficial en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas.

²² Capital social tras la ejecución de dos reducciones de capital en julio y diciembre mediante la amortización de 52 millones de acciones propias en total.

Según la última información disponible en febrero de 2026, los accionistas significativos de la sociedad de Repsol son:

Accionistas significativos	% Derechos de voto atribuidos a las acciones		% Derechos de voto a través de instrumentos financieros	% Total derechos de voto
	Directo	Indirecto		
BlackRock, Inc. ⁽¹⁾	—	6,664	0,512	7,176

⁽¹⁾ BlackRock, Inc. ostenta su participación a través de diversas entidades controladas. La información relativa a BlackRock, Inc. se basa en la declaración presentada por dicha entidad en la CNMV el 4 de julio de 2025 sobre la cifra de capital social de 1.157.396.053 acciones.

A 31 de diciembre de 2025 Repsol, S.A. tiene acciones admitidas a cotización en los siguientes mercados:

Nº de acciones cotizadas	% capital social que cotiza	Mercados ⁽¹⁾	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
1.105.374.336	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	15,925	15,711	euros

⁽¹⁾ No incluye bolsas, mercados o plataformas multilaterales de negociación en las que las acciones se puedan negociar sin solicitud por parte del Grupo.

Adicionalmente, Repsol, S.A. dispone de un programa de ADRs que actualmente cotiza en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados *over-the-counter* de los EE.UU. que distingue a aquellos emisores con mejores políticas de información al mercado y sólidas actividades de negocio.

Para más información sobre el precio de la acción véase el apartado 4.5 del Informe de Gestión consolidado 2025.

11.2 Acciones propias

La Junta General Ordinaria de Accionistas de 6 de mayo de 2022 autorizó al Consejo de Administración por un periodo de 5 años a la adquisición de acciones de Repsol, directamente o a través de Sociedades dependientes, hasta un número máximo de acciones que, sumado al que ya posea Repsol y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

Las principales operaciones con acciones propias efectuadas por el Grupo Repsol han sido las siguientes:

Acciones propias	2025			2024		
	Nº Acciones	Importe	% capital	Nº Acciones	Importe	% capital
<i>Millones de euros (importe)</i>						
Saldo al inicio del ejercicio	188.020	2	0,02 %	578.697	8	0,05 %
Compras en mercado ⁽¹⁾	54.140.321	727	4,90 %	81.598.000	1.122	7,05 %
Ventas en mercado ⁽¹⁾	(2.031.658)	(25)	0,18 %	(21.988.677)	(297)	1,90 %
Reducciones de capital	(52.021.717)	(701)	4,71 %	(60.000.000)	(831)	5,18 %
Saldo al cierre del ejercicio	274.966	3	0,02 %	188.020	2	0,02 %

⁽¹⁾ En 2025 y 2024 "Compras mercado" incluye las compras realizadas al amparo de los Programas de Recompra de acciones propias para su amortización (un total de 44 millones de acciones en 2025 y 55 millones de acciones en 2024). También en 2025 y 2024 "Compras mercado" y "Ventas Mercado" incluyen las acciones adquiridas y entregadas en el marco del Plan de Adquisición de Acciones y de acciones adquiridas y entregadas en el marco del Plan de Adquisición de Acciones y de los programas de retribución variable plurianual (en 2025 se han entregado 2 millones de acciones de acuerdo con lo establecido en cada uno de los planes descritos en la Nota 29.4), así como otras transacciones en el marco de la operativa discrecional de autocartera descrita en el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito del mercado de valores.

Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2025, la sociedad mantiene derivados sobre acciones propias (ver Nota 14).

11.3 Dividendos, retribución al accionista y reducciones de capital

La retribución en efectivo a los accionistas de Repsol, S.A. durante 2025 ha ascendido a 0,975 euros brutos por acción:

- En enero se ha pagado una retribución en efectivo de 0,475 euros brutos por acción (aprobados en 2024), correspondientes a: (i) la cantidad de 0,45 euros brutos por acción con cargo a reservas voluntarias; y (ii) la cantidad de 0,025 euros brutos por acción, en concepto de dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2024. El importe total pagado ha ascendido a 550²³ millones de euros.
- En julio se ha pagado la cantidad de 0,5 euros brutos por acción (aprobados en 2025) con cargo a reservas voluntarias, por importe total de 568²⁴ millones de euros.

Por último, se han ejecutado dos reducciones de capital mediante la amortización de 52 millones de acciones propias:

- En julio, se ha ejecutado la reducción de capital aprobada por la Junta General de Accionistas de 2025, dentro del punto octavo del orden del día, mediante la amortización de 29 millones de acciones propias de un euro de valor nominal cada una, adquiridas por una cantidad equivalente de 350 millones de euros.
- En diciembre, se ha ejecutado la reducción de capital aprobada por el Consejo de Administración de 23 de julio de 2025, al amparo del acuerdo aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas 2025 dentro del punto noveno del orden del

²³ Remuneración pagada a las acciones en circulación de Repsol, S.A. con derecho a percibir el dividendo.

día, mediante la amortización de 23 millones de acciones propias de un euro de valor nominal cada una, adquiridas por una cantidad equivalente de 350 millones de euros.

Durante 2024 la retribución en efectivo al accionista ascendió a 0,90 euros por acción.

Remuneración al accionista en 2026

El 14 de enero de 2026 Repsol ha pagado a los accionistas 0,5 euros brutos por acción con cargo a reservas voluntarias (aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas 2025, dentro del punto séptimo del orden del día). El importe total pagado ha ascendido a 552²⁴ millones de euros, registrado a 31 de diciembre de 2025 en el epígrafe "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar" del balance de situación.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, el Consejo de Administración de la Sociedad ha acordado proponer a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas el pago en 2026 de una retribución complementaria a los accionistas (adicional a la pagada en enero de 2026) con cargo a los resultados del ejercicio 2025 de 0,551 euros brutos por acción que está previsto tenga lugar el 8 de julio de 2026. Adicionalmente, ha acordado proponer a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas una reducción de capital mediante la amortización de las acciones que se adquieran mediante un programa de recompra de acciones con una inversión máxima neta de 350 millones de euros.

11.4 Otros instrumentos de patrimonio²⁵

El Grupo tiene emisiones vivas de bonos subordinados, cuyo importe nominal total a 31 de diciembre de 2025 asciende a 3.000 millones de euros (2.250 millones de euros en 2024), que se incluyen en el epígrafe "Otros instrumentos de patrimonio", porque no tienen fecha de vencimiento (son de carácter perpetuo) y el Grupo puede diferir los pagos de los cupones, total o parcialmente, sin que ello suponga una causa de incumplimiento. Los términos y condiciones de la emisión están disponibles en www.repsol.com. El coste por el cupón de los bonos se ha registrado en el epígrafe "Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas" por importe neto de impuestos de -67 millones de euros (-60 millones de euros en 2024).

El detalle de estas emisiones de bonos subordinadas es el siguiente:

- El 19 de noviembre de 2025, Repsol Europe Finance S.à.r.l. ("REF"), filial 100% del Grupo Repsol, cerró la emisión de una serie de bonos subordinados perpetuos garantizados por Repsol, S.A. por un importe total de 750 millones de euros. Los bonos se colocaron entre inversores cualificados y cotizan en la Bolsa de Luxemburgo. Sus principales características son las siguientes:

ISIN	XS3231216998
Importe	750 millones de euros
Periodo primera opción de amortización	19/11/2031 al 19/02/2032
Interés (pagadero anualmente)	4,197% hasta 19/02/2032 y a partir de esa fecha el tipo swap a 5 años aplicable más un diferencial adicional según los términos y condiciones de los bonos.

- El 26 de junio de 2025, REF cerró la emisión de una serie de bonos subordinados perpetuos garantizados por Repsol, S.A. por un importe total de 750 millones de euros. Los bonos se colocaron entre inversores cualificados y cotizan en la Bolsa de Luxemburgo. Sus principales características son las siguientes:

ISIN	XS3102778191
Importe	750 millones de euros
Periodo primera opción de amortización	26/03/2031 - 26/06/2031
Interés (pagadero anualmente)	4,5% hasta 26/06/2031, y a partir de esa fecha el tipo swap a 5 años aplicable más un diferencial adicional según los términos y condiciones de los bonos.

- Repsol International Finance, B.V. ("RIF") emitió en 2021 una serie de bonos subordinados garantizados por Repsol, S.A. por un importe total de 750 millones de euros, de carácter perpetuo o sin fecha de vencimiento, amortizables a instancia del emisor a partir del sexto año, o en determinados supuestos previstos en los términos y condiciones. Los bonos fueron colocados entre inversores cualificados y cotizan en la Bolsa de Luxemburgo. Sus principales características son las siguientes:

ISIN	XS2320533131
Importe	750 millones de euros
Primera opción de amortización	22/12/2026 - 22/03/2027
Interés (pagadero anualmente)	2,5% hasta 22/03/2027, y a partir de esa fecha el tipo swap a 5 años aplicable más un diferencial adicional según los términos y condiciones de los bonos.

²⁴ Remuneración pagada a las acciones en circulación de Repsol, S.A. con derecho a percibir el dividendo.

²⁵ Los bonos subordinados perpetuos no contienen cláusulas obligatorias de recompra, con excepción de los supuestos de disolución o liquidación del emisor o del garante.

- En 2020 RIF emitió dos series de bonos subordinados garantizados por Repsol, S.A. por un importe total de 1.500 millones de euros, de carácter perpetuo o sin fecha de vencimiento, amortizables a instancia del emisor a partir del sexto y octavo año, respectivamente, o en determinados supuestos previstos en los términos y condiciones. Los bonos se colocaron entre inversores cualificados, cotizando en la Bolsa de Luxemburgo y siendo sus principales características las siguientes:

	Serie 1 (recomprado en 2025)	Serie 2
ISIN	XS2185997884	XS2186001314
Importe	750 millones de euros	750 millones de euros
Primera opción de amortización	11/03/2026-11/06/2026	11/09/2028-11/12/2028
Interés (pagadero anualmente)	3,750% hasta 11/06/2026, y a partir de esa fecha el tipo swap a 5 años aplicable más un diferencial adicional según los términos y condiciones de los bonos.	4,247% hasta el 11/12/2028, y a partir de esa fecha el tipo swap a 5 años aplicable más un diferencial adicional según los términos y condiciones de los bonos.

El 27 de junio de 2025 se ha completado una oferta de recompra en efectivo de la serie 1 de estos bonos. El precio de la oferta de recompra fue del 100,8% sobre el valor nominal, más el cupón corrido. Titulares de bonos por un importe nominal total de 608 millones de euros acudieron a la oferta, resultando en la adquisición por RIF y posterior amortización de un 81,13% de la emisión. RIF abonó a los aceptantes de la oferta de recompra un total de 614 millones de euros en efectivo, dando de baja del balance de situación los bonos recomprados y cancelados y la diferencia (6 millones de euros) se ha registrado en Fondos propios en el subepígrafe "Resultado de ejercicios anteriores y otras reservas" del balance de situación. Adicionalmente, el 27 de octubre, se ejecutó la opción establecida en la condición 6.6 (Redemption following a Substantial Purchase Event) de los Términos y Condiciones de la serie 1 por el que se desembolsaron 144 millones de euros, correspondiente al saldo pendiente vivo a la fecha más el cupón corrido. Como consecuencia de ello, la serie 1 de la emisión de 2021 ha quedado totalmente amortizada.

11.5 Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2025 y 2024 corresponde fundamentalmente a las sociedades o subgrupos de sociedades que se detallan a continuación:

Intereses minoritarios

Millones de euros	Subgrupo Repsol E&P S.a.r.l.	Subgrupo Repsol Renovables, S.A.	Petronor, S.A. y filiales	Resto	Total
Saldo a 31 diciembre 2023	1.583	999	257	34	2.873
Dividendos distribuidos	(281)	(30)	(21)	(4)	(336)
Resultado del ejercicio	(122)	(37)	2	11	(146)
(Inversiones)/Desinversiones	—	3	—	1	4
Otros movimientos ⁽¹⁾	61	156	—	(2)	215
Saldo a 31 diciembre 2024	1.241	1.091	238	40	2.610
Dividendos distribuidos	(218)	(35)	2	(6)	(257)
Resultado del ejercicio	216	(25)	(3)	13	201
(Inversiones)/Desinversiones	—	101	—	(4)	97
Otros movimientos ⁽¹⁾	(129)	(41)	(1)	(2)	(173)
Saldo a 31 diciembre 2025	1.110	1.091	236	41	2.478

⁽¹⁾ Incluye, en el subgrupo Repsol Renovables, S.A., las aportaciones de capital realizadas por el socio Janus Renewables, S.L. por importe de 65 millones de euros (183 millones de euros en 2024).

En Repsol E&P S.a.r.l. el socio minoritario es Breakwater Energy Holdings S.à.r.l. (filial de EIG Global Energy Partners - "EIG"-), que ostenta un 25% de participación. En Repsol Renovables S.A. los socios minoritarios son Crédit Agricole Assurances y Energy Infrastructure Partners que participan conjuntamente en un 25% (adicionalmente se han vendido, conforme a la estrategia de rotación de activos, el 49% de participación en distintas carteras de activos en España a Pontegadea, al grupo The Renewables Infrastructure Group -TRIG- y a Schroders Greencoat). En Petronor S.A. el socio minoritario es Kutxabank (a través de la sociedad Kartera-1, S.L.), que participa en un 14,02%. Para información adicional de las sociedades del Grupo veáse el Anexo IA.

El 15 de abril se ha completado la venta sin pérdida de control del 49% de una cartera de activos renovables eólicos y solares en España (400 MW) a Schroders Greencoat, gestora especializada en infraestructuras renovables de Schroders Capital por 114 millones de euros (104 millones de euros cobrados a diciembre de 2025).

Las partidas más relevantes del Balance de situación y Cuenta de pérdidas y ganancias relativas a las sociedades con participación de intereses minoritarios que han servido de base para la elaboración de estos estados financieros consolidados, es decir, previas a las eliminaciones intercompañías, son las siguientes:

Balance y cuenta de pérdidas y ganancias resumidas (al 100%, antes de eliminaciones)	Subgrupo Repsol E&P S.a.r.l.		Subgrupo Repsol Renovables, S.A.		Petronor, S.A. y filiales	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
<i>Millones de euros</i>						
Activo no corriente	14.639	17.405	6.139	7.101	1.437	1.329
Activo corriente	1.253	2.262	1.142	328	1.633	1.379
Total Activo	15.892	19.667	7.281	7.429	3.070	2.708
Minoritarios	—	—	528	448	—	—
Pasivo no corriente	10.101	11.328	3.050	3.490	324	178
Pasivo corriente	1.348	3.377	1.451	892	1.057	838
Total Pasivo	11.449	14.705	5.029	4.830	1.381	1.016
Resultado de explotación	1.663	39	(30)	12	(46)	1
Resultado antes de impuestos	1.552	47	(71)	(162)	(44)	2
Resultado del ejercicio	862	(484)	(102)	(156)	(22)	13

(12) Recursos financieros

12.1 Pasivos financieros

A continuación, se desglosan los pasivos de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance:

Pasivos financieros	Millones de euros	
	2025	2024
Pasivos financieros no corrientes:		
Pasivos financieros no corrientes	11.410	9.433
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	226	494
Pasivos financieros corrientes:		
Pasivos financieros corrientes	2.018	2.945
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽²⁾	215	256
TOTAL	13.869	13.128

⁽¹⁾ Registrados en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" del balance de situación.

⁽²⁾ Registrados en el epígrafe "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar" del balance de situación.

El detalle de los pasivos financieros a 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Detalle pasivos financieros	31 de diciembre de 2025 y 2024									
	A VR con cambio en resultados ⁽¹⁾		A VR con cambios en Otro resultado global		A coste amortizado		Total		Valor Razonable	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Millones de euros										
Bonos	210	—	—	—	5.586	4.903	5.796	4.903	5.799	4.706
Préstamos ⁽²⁾	—	—	—	—	1.065	3	1.065	3	1.154	3
Pasivos por arrendamientos	—	—	—	—	2.340	2.986	2.340	2.986	—	—
Deudas con entidades de crédito	399	408	—	—	1.800	1.105	2.199	1.513	2.235	1.510
Derivados	44	68	192	454	—	—	236	522	236	522
Otros pasivos financieros	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
No corrientes	653	476	192	454	10.791	8.997	11.636	9.927		
Bonos y ECP ⁽³⁾	—	—	—	—	758	1.549	758	1.549	763	1.556
Préstamos ⁽²⁾	—	—	—	—	242	181	242	181	242	181
Pasivos por arrendamientos	—	—	—	—	554	619	554	619	—	—
Deudas con entidades de crédito	6	6	—	—	278	425	284	431	284	430
Derivados	236	172	153	244	—	—	389	416	389	416
Otros pasivos financieros	—	—	—	—	6	5	6	5	—	—
Corrientes	242	178	153	244	1.838	2.779	2.233	3.201		
TOTAL	895	654	345	698	12.629	11.776	13.869	13.128		

NOTA: En relación con la jerarquía de valor razonable de los pasivos financieros medidos a valor razonable véase el apartado 12.3 de esta Nota.

⁽¹⁾ No son pasivos emitidos con propósito de trading. Incluye derivados contratados para mitigar riesgos financieros y financiación bancaria y emisiones de bonos que han sido designadas como elementos cubiertos en relaciones de cobertura de valor razonable (ver nota 14).

⁽²⁾ Incluye la deuda contraída con NEO NEXT (línea de crédito) para atender los compromisos de desmantelamiento asumidos en el Mar del Norte, por importe de 1.123 millones de euros (ver Nota 18).

⁽³⁾ La variación se debe a la reducción de la deuda viva por Euro Commercial Paper (ECP).

El desglose de la financiación media y su coste por instrumentos es el siguiente:

Financiación media y coste	2025		2024	
	Saldo medio	Coste medio ^{(1) (2)}	Saldo medio	Coste medio ⁽¹⁾
Millones de euros				
Bonos	6.880	2,39 %	6.871	2,18 %
Deudas con entidades de crédito	2.176	3,61 %	2.164	4,67 %
Préstamos y otros pasivos financieros	694	5,44 %	285	6,38 %
TOTAL	9.750	2,88 %	9.320	2,88 %

⁽¹⁾ El coste medio se calcula como el cociente del gasto por intereses de la financiación y su saldo medio, sin incluir pasivos por arrendamientos ni derivados.

12.2 Bonos

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2025²⁶:

- El 25 de marzo de 2025, Repsol International Finance B.V. (RIF) ha amortizado el saldo remanente de los bonos subordinados emitidos en marzo de 2015 con un cupón 4,5% (726 millones de euros de importe nominal), lo que ha supuesto un desembolso de 759 millones de euros (incluye nominal e intereses devengados y no pagados hasta dicha fecha).
- El 16 de septiembre de 2025, Repsol E&P Capital Markets US LLC. ha emitido bonos garantizados por Repsol E&P S.à.r.l. por importe de 2.500 millones de dólares, estructurados en tres series, a 3, 5 y 10 años, con cupones de 4,805%, 5,204% y 5,976%, respectivamente. Esta emisión se ha realizado al amparo de su propio folleto (*Offering Memorandum*).
- El 15 de diciembre de 2025, ha cancelado a su vencimiento el bono emitido por RIF en abril de 2020 al amparo del Programa EMTN por importe nominal de 750 millones de euros y un cupón del 2%.

Detalle de bonos vivos a 31 de diciembre de 2025:

ISIN	Entidad emisora	Fecha de emisión	Moneda	Nominal (millones)	Tipo medio %	Vencimiento	Cotiza ⁽³⁾
XS1148073205 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	Dic-14	Euro	500	2,250%	Dic-26	LuxSE
XS1352121724 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	Ene-16	Euro	100	5,375%	Ene-31	LuxSE
XS2035620710 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	Ago-19	Euro	750	0,250%	Ago-27	LuxSE
XS2156583259 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	Abr-20	Euro	750	2,625%	Abr-30	LuxSE
XS2361358299 ^{(1) (4)}	Repsol Europe Finance, S.à.r.l.	Jul-21	Euro	650	0,375%	Jul-29	LuxSE
XS2361358539 ^{(1) (5)}	Repsol Europe Finance, S.à.r.l.	Jul-21	Euro	600	0,875%	Jul-33	LuxSE
XS2894862080 ⁽¹⁾	Repsol Europe Finance, S.à.r.l.	Sep-24	Euro	850	3,625%	Sep-34	LuxSE
US76026AAA51 ⁽²⁾	Repsol E&P Capital Markets US LLC.	Sep-25	Dólar	500	4,805%	Sep-28	-
US76026AAB35 ⁽²⁾	Repsol E&P Capital Markets US LLC.	Sep-25	Dólar	1.000	5,204%	Sep-30	-
US76026AAC18 ⁽²⁾	Repsol E&P Capital Markets US LLC.	Sep-25	Dólar	1.000	5,976%	Sep-35	-

NOTA: No incluye los bonos subordinados perpetuos, que califican como instrumentos de patrimonio emitidos por RIF un importe nominal de 750 millones de euros cada uno en junio de 2020 y marzo de 2021, ni los bonos subordinados emitidos por REF por importe nominal de 750 millones de euros cada uno, en junio y noviembre de 2025. Para más información véase Nota 11.4.

⁽¹⁾ Emisiones realizadas al amparo del Programa EMTN garantizado por Repsol, S.A. y de importe máximo de 13.000 millones de euros.

⁽²⁾ Emisiones garantizadas por Repsol E&P S.à.r.l. (no corresponden a ningún programa abierto o de emisión continua de deuda).

⁽³⁾ LuxSE (Luxembourg Stock Exchange). No se consideran sistemas multilaterales de negociación u otros centros de negociación o mercados no oficiales OTC (*over-the-counter*).

⁽⁴⁾ Bono ligado a un objetivo de reducción del 12% del Indicador de intensidad de carbono (Carbon Intensity Indicator - CII) para 2025. En el caso en el que el Grupo no lograra cumplir estos objetivos, el cupón de los Bonos se incrementaría en 0,25% (a pagar en 2027, 2028 y 2029).

⁽⁵⁾ Bono ligado a un objetivo de reducción del 25% del CII para 2030. En el caso en el que el Grupo no lograra cumplir estos objetivos, el cupón de los Bonos se incrementaría en 0,375% (a pagar en 2032 y 2033). Para el seguimiento de la evolución del CII véase el apartado 2.1 Cambio climático del Estado de Información No Financiera Consolidado e Información sobre Sostenibilidad (Anexo IV del Informe de Gestión consolidado 2025) y el informe de verificación del CII (disponible en www.repsol.com).

Al amparo del Programa Euro Commercial Paper (ECP) que mantiene Repsol Europe Finance, S.à.r.l. (REF) por importe máximo de 3.000 millones de euros, garantizado por Repsol, S.A., se han realizado emisiones y cancelaciones a lo largo del periodo, siendo el nominal vivo a 31 de diciembre de 2025 de 195 millones de euros (743 millones de euros al 31 de diciembre de 2024).

Marco de finanzas sostenibles

Repsol cuenta con un marco de finanzas sostenibles (o "Framework", disponible en www.repsol.com). Este marco incorpora tanto instrumentos destinados a la financiación de proyectos específicos verdes, como instrumentos vinculados a compromisos sostenibles de Compañía (*Sustainability-Linked Bonds* o SLB, en sus siglas en inglés).

²⁶ Principales emisiones, recompras o reembolsos del ejercicio 2024: (i) en septiembre, REF emitió bonos por importe de 850 millones de euros a un precio de emisión del 99,497% y un cupón fijo anual de 3,625% con vencimiento en septiembre de 2034; y (ii) en octubre se canceló al vencimiento el bono emitido por RIF en octubre de 2020 por importe nominal de 850 millones de euros y cupón fijo anual del 0,125%.

Condiciones y obligaciones financieras de la deuda

En general, la deuda financiera incorpora cláusulas de vencimiento anticipado habituales en contratos de esta naturaleza:

Las emisiones de bonos, representativas de deuda ordinaria, realizadas por RIF y REF con la garantía de Repsol, S.A., por un importe nominal de 4.200 millones de euros, contienen ciertas cláusulas de aceleración o de vencimiento anticipado de la deuda (entre otras, vencimiento o incumplimiento cruzado - "cross acceleration" o "cross-default" - aplicables al emisor y al garante) y el compromiso de no constituir sobre los activos del emisor y del garante gravámenes en garantía de futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento de dichos términos y condiciones de las emisiones, el banco depositario-fiduciario ("Trustee") podría, a su sola discreción o a instancia de los tenedores de, al menos, una quinta parte de la serie de bonos afectada o con base en una resolución extraordinaria, declarar el vencimiento anticipado de los bonos. Adicionalmente, los tenedores de estos bonos pueden instar su amortización si, como consecuencia de un cambio de control de Repsol, S.A., la calificación crediticia de Repsol quedara situada por debajo del grado de inversión.

Los términos y condiciones de la emisión realizada en 2025 por Repsol E&P Capital Markets US LLC. con la garantía de Repsol E&P S.à r.l., por un importe nominal de 2.500 millones de dólares, tiene unas condiciones similares a las realizadas por RIF y REF descritas en el párrafo anterior. En relación a la opción de amortización de los bonos por parte de los tenedores de los mismos, en caso de cambio de control, aplicaría respecto a Repsol E&P S.à r.l. si su calificación crediticia quedara por debajo del grado de inversión.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales consolidadas, el Grupo Repsol no se encuentra en situación de incumplimiento de ningún tipo de obligación que pudiera dar lugar a una declaración de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 no existen importes garantizados por las sociedades del Grupo en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, acuerdos conjuntos o sociedades que no formen parte del Grupo.

12.3 Valor razonable de los pasivos financieros

Valor razonable de los instrumentos financieros

Los instrumentos financieros registrados a valor razonable se clasifican, atendiendo a su metodología de cálculo, en tres niveles:

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento y se refieren principalmente a derivados mantenidos para negociar.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en determinadas variables que no son directamente observables en el mercado como participaciones financieras o PPAs de electricidad.

Las técnicas de valoración utilizadas para los instrumentos financieros clasificados en las jerarquías de nivel 2 y 3 se basan, de acuerdo a la normativa contable, en un enfoque de ingreso, el cual consiste en el descuento de los flujos futuros conocidos o estimados utilizando curvas de descuento construidas a partir de los tipos de interés de referencia en el mercado (en los derivados, se estiman a través de curvas forward implícitas de mercado), incluyendo ajustes por riesgo de crédito en función de la vida de los instrumentos u ajustes de otro tipo (primas de liquidez, factor de apuntamiento, ...). En el caso de las opciones se utilizan modelos de fijación de precios basadas en las fórmulas de Black & Scholes.

Las variables fundamentales para la valoración de los instrumentos financieros dependen del tipo de instrumento, pero son fundamentalmente: tipos de cambio (spot y forward), curvas de tipos de interés, curvas de riesgo de contrapartida, precios de commodities (spot y forward) y precios de renta variable, así como la volatilidad de todos los factores anteriormente mencionados. En todos los casos, los datos de mercado se obtienen de agencias de información reconocidas o corresponden a cotizaciones de organismos oficiales.

La clasificación de los pasivos financieros registrados en los estados financieros, atendiendo a la metodología de cálculo de su valor razonable, es la siguiente:

Valor razonable (VR) pasivos financieros Millones de euros	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3 ⁽¹⁾		Total	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
A VR con cambios en resultados	68	47	823	600	4	7	895	654
A VR con cambios en otro resultado global	69	70	62	104	214	524	345	698
TOTAL	137	117	885	704	218	531	1.240	1.352

⁽¹⁾ A continuación, se desglosa la conciliación entre los saldos iniciales y finales de aquellos pasivos financieros clasificados como nivel 3:

Millones de euros	2025
Saldo al inicio del ejercicio	531
Ingresos y gastos reconocidos en la cuenta de pérdidas y ganancias	(10)
Ingresos y gastos reconocidos en patrimonio	159
Diferencias de conversión	(40)
Otros ⁽¹⁾	(422)
Saldo al cierre del ejercicio	218

NOTA: Ninguno de los posibles escenarios previsible de las variables no observables utilizadas daría como resultado cambios significativos en el valor razonable de los instrumentos clasificados en la jerarquía de nivel 3.

⁽¹⁾Incluye principalmente la reclasificación a pasivos mantenidos para la venta de los pasivos financieros asociados a un portafolio de activos solares en Texas por el acuerdo de venta con Stonepeak (ver Nota 19) y la baja de los pasivos de Pecos Renewable North America, LLC tras la transmisión de la participación a Stonepeak Tulia Holding, LLC y pérdida de control sobre la misma (ver Nota 18).

Durante los ejercicios 2025 y 2024 no se han producido traspasos entre niveles de jerarquía en los instrumentos financieros.

12.4 Deudas con entidades de crédito

Este epígrafe recoge aquellos préstamos otorgados a las compañías del Grupo por diversas entidades de crédito para financiar proyectos y operaciones, principalmente en España y Perú. Adicionalmente, incluye la disposición de líneas de financiación a corto plazo otorgadas por entidades de crédito.

En noviembre de 2025, Abanca, BNP Paribas, CaixaBank, Instituto de Crédito Oficial (ICO), Sabadell y Unicredit han concedido una financiación por importe de 550 millones de euros para el desarrollo de una cartera de activos eólicos y solares en España, con una capacidad total instalada de 700 megavatios (MW). Adicionalmente, en diciembre 2025, Unicaja ha otorgado un préstamo por importe de 47 millones de euros, para la hibridación de 6 proyectos eólicos con energía solar en los activos Delta I en Aragón.

En 2024 Abanca, Credit Agricole, BBVA, Banco Sabadell y el Instituto de Crédito Oficial (ICO) concedieron a Repsol un préstamo por importe de 348 millones de euros, para el desarrollo de una cartera de activos eólicos y solares en España, con una capacidad total instalada de 400 megavatios (MW).

En julio 2023 Repsol firmó un préstamo con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) por importe de 575 millones de euros para el despliegue y puesta en operación en España de parques eólicos y plantas fotovoltaicas con una capacidad total de 1,1GW. La primera disposición se realizó en enero de 2024 por importe de 400 millones de euros y vencimiento 12 años. En enero de 2025 se han dispuesto los 175 millones de euros restantes con un vencimiento a 7 años.

El Grupo ha contratado derivados para cubrir el riesgo de tipo interés de estos préstamos (ver Nota 14).

12.5 Pasivos por arrendamientos

Los pasivos reconocidos²⁷ por contratos de arrendamiento ascienden a 2.894²⁸ y 3.605 millones de euros a 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente. Los principales contratos corresponden a contratos de transporte de hidrocarburos en Norteamérica, a buques para el transporte de hidrocarburos y a las estaciones de servicio del Grupo en España, Portugal, Perú y México, que se describen en la Nota 17. La reducción del periodo se explica fundamentalmente por la depreciación del dólar estadounidense frente al euro y a las cuotas pagadas durante el ejercicio, que han sido superiores a las deudas contraídas por nuevos arrendamientos.

Durante 2025 y 2024 se han dado de alta nuevos contratos de arrendamiento, destacando los correspondientes a nuevos buques para el transporte de hidrocarburos en la actividad de *trading* (ver Nota 17).

(13) Activos financieros

A continuación, se desglosan los activos corrientes y no corrientes de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance:

Activos Financieros	Millones de euros	
	2025	2024
Activos no corrientes:		
Activos financieros no corrientes ⁽¹⁾	1.000	1.533
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽²⁾	98	47
Activos corrientes:		
Otros activos financieros corrientes	4.718	2.111
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽³⁾	126	167
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	3.261	4.758
TOTAL	9.203	8.616

⁽¹⁾ La disminución se explica fundamentalmente por la percepción de los saldos pendientes de cobro por la venta a EIG del 25% del negocio de Exploración y Producción.

⁽²⁾ Registrados en el epígrafe "Otros activos no corrientes" del balance de situación.

⁽³⁾ Registrados en el epígrafe "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" (ver Nota 22).

²⁷ Los pasivos reconocidos no incluyen: (i) pagos asociados a la recepción de servicios y no a la obtención de un derecho de uso, como por ejemplo pagos futuros por mantenimiento, seguros, tripulación, etc. en los contratos time charter (ii) los pagos por arrendamiento variable, que no son significativos respecto a las cuotas fijas, (iii) las opciones de ampliación de la cartera actual de contratos sobre las que no existe a la fecha certidumbre suficiente sobre su ejercicio y que en su mayoría no exceden del periodo 2026-2052 y cuyas cuotas estimadas futuras sin descontar ascenderían a 445 millones de euros siendo las más significativas las dos prórrogas quinquenales del contrato de arrendamiento de un buque por importe de 159 millones de euros. Tampoco se han considerado las prórrogas opcionales de los contratos de escasa probabilidad de ejecución y en concreto la de los contratos descritos en la Nota 17 con Emera Brunswick Pipeline y Maritimes & North East Pipeline, y (iv) los contratos de arrendamiento firmados y no iniciados, cuyos pagos fijos futuros ascienden a 0,3 millones de euros en 2026 y 2,9 millones de euros en 2027 y siguientes.

²⁸ Un 15% y un 9% corresponden a contratos cuyo vencimiento es superior a 15 años tanto en 2025 como en 2024.

El detalle de los activos a 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Detalle de Activos Financieros	A Valor Razonable con cambios en resultados		A VR con cambios en Otro resultado global		A coste amortizado		Total		Valor Razonable	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
<i>Millones de euros</i>										
Instrumentos de patrimonio ⁽¹⁾	19	25	19	13	—	—	38	38	38	38
Derivados	69	17	72	40	—	—	141	57	141	57
Préstamos	—	—	—	—	774	706	774	706	846	848
Depósitos a plazo	—	—	—	—	23	25	23	25	22	28
Otros activos financieros ⁽²⁾	31	27	65	52	26	675	122	754	139	755
No corrientes	119	69	156	105	823	1.406	1.098	1.580		
Derivados	147	339	81	26	—	—	228	365	228	365
Préstamos	—	—	—	—	223	243	223	243	233	243
Depósitos a plazo	—	—	—	—	2.893	1.653	2.893	1.653	2.893	1.653
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes ⁽³⁾	5	180	—	—	3.256	4.578	3.261	4.758	3.261	4.758
Fondos de inversión y otros activos ⁽²⁾	1.474	1	10	—	16	16	1.500	17	1.500	17
Corrientes	1.626	520	91	26	6.388	6.490	8.105	7.036		
TOTAL ⁽⁴⁾	1.745	589	247	131	7.211	7.896	9.203	8.616		

NOTA: En relación con la jerarquía de valor razonable de los activos financieros medidos a valor razonable véase el apartado 13.2 en esta Nota.

⁽¹⁾ Incluye las participaciones financieras minoritarias en algunas sociedades en las que no se ejerce influencia en la gestión.

⁽²⁾ Incluye en 2025 en la columna "A valor razonable con cambios en resultados" participaciones en fondos de inversión monetarios convertibles de manera inmediata en efectivo por importe de 1.474 millones de euros. En 2024 en la columna "A coste amortizado" principalmente los saldos pendientes de cobro por la venta del 25% del negocio de E&P a EIG. Durante 2025 se ha cobrado la totalidad de la deuda pendiente por 705 millones de dólares.

⁽³⁾ Corresponden fundamentalmente a activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas necesarias para cumplir con los compromisos de pago a corto plazo, que se pueden transformar en una cantidad determinable de efectivo en un plazo, en general, inferior a 3 meses y cuyo riesgo de cambio en su valor es poco significativo.

⁽⁴⁾ No incluye "Otros activos no corrientes" y "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" del balance de situación consolidado que a 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024 ascendían a 1.296 y 1.044 millones de euros a largo plazo y 6.431 y 7.722 millones a corto plazo, respectivamente, correspondientes a cuentas comerciales a cobrar netas de sus correspondientes deterioros.

La rentabilidad media²⁹ devengada de los activos financieros (excluyendo el "Efectivo y otros activos líquidos equivalentes") asciende a un interés medio de 4,83% y 5,01% en 2025 y 2024, respectivamente.

13.1 Préstamos

En 2025 y 2024, dentro de "Préstamos corrientes y no corrientes" figuran fundamentalmente préstamos concedidos a sociedades integradas por el método de la participación que no se eliminan en el proceso de consolidación (ver Nota 18) por importe de 997 y 922 millones de euros, respectivamente.

Entre ellos, destaca la línea de crédito firmada entre Petroquiriquire, S.A., Repsol y Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA). Petroquiriquire, S.A., Repsol y PDVSA firmaron en octubre de 2016, varios acuerdos para reforzar la estructura financiera de Petroquiriquire y permitir el desarrollo de su Plan de Negocio. Dichos acuerdos incluían (i) el otorgamiento por Repsol de una línea de crédito por importe de hasta 1.200 millones de dólares con una garantía de PDVSA, destinada al pago de dividendos pasados de Repsol, de inversiones de capital y de gastos operativos de Petroquiriquire, de la que no pueden hacerse nuevas disposiciones distintas a las ya realizadas hasta noviembre de 2021, y (ii) el compromiso por parte de PDVSA de pagar la producción de hidrocarburos de la empresa mixta mediante la cesión a su favor de los pagos derivados de contratos de venta de crudo a *offtakers* o la realización de pagos directos en efectivo, y ello, en cuantía suficiente para que Petroquiriquire pueda hacer frente a sus inversiones de capital y gastos operativos no cubiertos por la financiación de Repsol, al pago de los dividendos de Repsol generados en cada ejercicio y a sus obligaciones derivadas del servicio de la deuda financiera con Repsol. La financiación otorgada por Repsol, así como los compromisos asumidos por PDVSA, se rigen por la Ley del Estado de Nueva York y las disputas que pudieran surgir se someterán a arbitraje en París conforme a las reglas de la Cámara de Comercio Internacional. Un incumplimiento por parte de PDVSA de sus obligaciones bajo la garantía, ante un impago de Petroquiriquire, podría legitimar a los acreedores y titulares de bonos de PDVSA a declarar un incumplimiento (*default*) y vencimiento anticipado (*acceleration*) del resto de su deuda financiera. Asimismo, el acuerdo incorpora otros elementos como un mecanismo de compensación de las deudas recíprocas entre Petroquiriquire, S.A. y PDVSA. A 31 de diciembre de 2025, el saldo total a 31 de diciembre de 2025 asciende a 379 millones de euros (947 millones de euros de saldo bruto, que incluye el principal y los intereses devengados y no pagados y una provisión de 568 millones de euros) y a 31 de diciembre de 2024 de 369 millones de euros (ver Nota 27). Desde el 27 de mayo de 2025, fecha de finalización de la Licencia de Liquidación que autorizaba al Grupo a realizar las transacciones ordinarias, incidentales y necesarias para la liquidación de las operaciones previamente autorizadas por la OFAC, no se realizan transacciones relacionadas con operaciones del sector de petróleo o gas en Venezuela (ver Nota 27).

²⁹ La rentabilidad media se calcula como el cociente del ingreso por intereses de la inversión y su saldo medio, sin incluir Efectivo y otros activos líquidos equivalentes, ni otros activos que puedan desvirtuar su cálculo (arrendamientos, derivados, ni activos con elevada exposición a deterioros...).

El vencimiento de esta clase de activos financieros es el siguiente:

Vencimiento de préstamos	Millones de euros	
	2025	2024
2025	—	243
2026	223	323
2027	32	6
2028	202	31
2029	179	35
Años posteriores	361	311
TOTAL	997	949

13.2 Valor razonable de los activos financieros

La clasificación de los activos financieros registrados en los estados financieros, atendiendo a la metodología de su valor razonable (VR), es la siguiente:

Valor razonable (VR) activos financieros	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3 ⁽¹⁾		Total	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
<i>Millones de euros</i>								
A VR con cambios en resultados	1.505	294	185	238	55	57	1.745	589
A VR con cambios en otro resultado global	190	79	20	9	37	43	247	131
TOTAL	1.695	373	205	247	92	100	1.992	720

⁽¹⁾ A continuación, se desglosa la conciliación entre los saldos iniciales y finales de aquellos activos financieros clasificados como nivel 3:

Millones de euros	2025
Saldo al inicio del ejercicio	100
Ingresos y gastos reconocidos en la cuenta de pérdidas y ganancias	7
Ingresos y gastos reconocidos en patrimonio	(15)
Saldo al cierre del ejercicio	92

NOTA: Ninguno de los posibles escenarios previsibles de las variables no observables utilizadas daría como resultado cambios significativos en el valor razonable de los instrumentos clasificados en la jerarquía de nivel 3.

Durante los ejercicios 2025 y 2024 no se han producido traspasos entre niveles de jerarquía en los instrumentos financieros.

(14) Operaciones con derivados y coberturas

14.1 Coberturas contables

- En las coberturas de valor razonable, el instrumento de cobertura se valora a valor razonable y los cambios de valor se reconocen en la cuenta de pérdidas y ganancias (criterio general de registro de derivados). El elemento cubierto se valora a valor razonable por la parte atribuible al riesgo cubierto, reconociendo los cambios de valor en la cuenta de pérdidas y ganancias.
- En las coberturas contables de flujos de efectivo, la parte efectiva de los cambios en el valor razonable se recoge en el epígrafe "Operaciones de cobertura" del patrimonio neto y la ganancia o pérdida relativa a la parte inefectiva (exceso, en términos absolutos, de la variación acumulada en el valor razonable del instrumento de cobertura sobre la correspondiente a la partida cubierta) es reconocida en la cuenta de pérdidas y ganancias. Los importes acumulados en patrimonio neto se transfieren a la cuenta de pérdidas y ganancias en los periodos en los que las partidas cubiertas afectan a la cuenta de pérdidas y ganancias o, en el caso de cobertura de una transacción que termine en el reconocimiento de un activo o un pasivo no financiero, se incluyen en el coste del activo o pasivo cuando el mismo es reconocido en el balance.
- Las coberturas de inversión neta se contabilizan de forma similar a las coberturas de flujos de efectivo, si bien los cambios en la valoración de estas operaciones se contabilizan en el epígrafe "Diferencias de conversión" en el patrimonio neto hasta que se produzca su enajenación o disposición de la operación en el extranjero objeto de la cobertura, momento en el que se transfieren a la cuenta de pérdidas y ganancias.

El Grupo mantiene instrumentos para cubrir la exposición a las variaciones en el tipo de cambio derivada de los activos netos de negocios en el extranjero. Destacan los instrumentos financieros designados como cobertura de inversión neta de determinados activos en dólares, cuyo notional a 31 de diciembre asciende a 791 millones de dólares (673 millones de euros en 2025 y 761 millones de euros en 2024).

El Grupo contrata derivados para cubrir la exposición a distintos riesgos financieros en sus operaciones. Las coberturas más relevantes a cierre del 2025 son las siguientes:

- Cobertura de tipos de interés en instrumentos de deuda. Se cubren flujos de efectivo mediante permutas financieras de tipo de interés, destacando las siguientes:

En 2014 por un nominal de 1.500³⁰ millones de euros para cubrir el tipo de interés de futuras emisiones de bonos altamente probables, que se ejecutaron a finales de 2014 y principios de 2015. El Grupo paga un tipo de interés fijo (medio ponderado de 1,762%) y recibe un tipo variable (Euribor a 6 meses). A la fecha no hay derivados vivos por esta cobertura, si bien se mantiene la reserva de valoración a mercado acumulada asociada a los bonos emitidos pendientes de pago (500 millones de euros con vencimiento diciembre 2026).

En 2024 por un nominal de 348 millones de euros con vencimiento diciembre de 2038 para cubrir el tipo de interés de la financiación obtenida para el desarrollo de proyectos eólicos y solares en España. El Grupo paga un tipo de interés fijo del 2,346% y recibe un tipo variable (Euribor a 6 meses).

Adicionalmente, en 2025 por un nominal de 550 millones con vencimiento junio de 2040 para cubrir el tipo de interés de financiación obtenida en España para proyectos eólicos y solares en España. El Grupo paga un tipo de interés fijo del 2,891% y recibe un tipo variable (Euribor a 6 meses).

- Cobertura de valor razonable de tipos de interés en instrumentos de deuda. Se cubre el impacto que la variación de tipos de interés tiene en el valor de determinados pasivos financieros, destacando las siguientes:

En 2024 por un nominal de 400 millones de euros con vencimiento enero de 2036 y por las que el Grupo recibe un interés fijo de 3,189% y paga un interés variable (Euribor 6M más 52 puntos básicos). Estas permutas financieras cubren el impacto de la variación de tipos de interés en el valor de la financiación otorgada por el BEI para desplegar y poner en marcha parques eólicos y plantas fotovoltaicas en España con una capacidad total de 1,1 GW (ver Nota 12.4).

En 2025, por un nominal de 250 millones de dólares con vencimiento 2030 y por las que el Grupo recibe un interés fijo de 3,239% y paga un interés variable (SOFR 6M). Estas permutas financieras están designadas sobre la emisión de bonos, en concreto sobre la serie a 5 años, realizada por Repsol E&P Capital Markets US LLC (ver Nota 12.2).

- Coberturas del precio de gas. Se cubren flujos de efectivo de transacciones altamente probables de compra y venta de gas mediante permutas financieras, futuros y opciones referenciados a índices internacionales en EE.UU. y Europa (HH y TTF) con vencimientos entre 2026 y 2029. A 31 de diciembre de 2025, su nominal asciende a 335 TBtu vendidos (equivalente a -1.469 millones de euros) y su valor razonable a -2 millones de euros (-110 millones de euros a 31 de diciembre 2024).
- Coberturas del precio de la electricidad. Se realiza principalmente a través de contratos de venta y de compra en España y EE.UU. (*Power Purchase Agreement* - PPA financieros a largo plazo)³¹. A 31 de diciembre de 2025, su nominal neto asciende a 58 millones de MWh vendidos, equivalentes a -1.604 millones de euros (73 millones de MWh vendidos, equivalentes a -1.745 millones de euros en diciembre 2024) y su valor razonable a -194 millones de euros (-491 millones de euros en 2024). El movimiento se debe a la evolución de los precios en el periodo y a la contratación de nuevos derivados, así como a la baja vinculada a operaciones de desinversión en proyectos de EE.UU (ver Notas 12.3, 18 y 19).

A continuación, se detalla el desglose de los instrumentos designados como cobertura contable a 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Instrumentos de cobertura	Nominales instrumentos de cobertura ⁽²⁾		SalDOS en el balance de situación de los instrumentos de cobertura										Cambios en el VR del instrumento de cobertura ⁽³⁾	
			Activo no corriente		Activo corriente		Pasivo no corriente		Pasivo corriente		Total VR			
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
<i>Millones de euros</i>														
Flujos de Efectivo:	(2.101)	(2.452)	72	33	81	26	(189)	(454)	(145)	(203)	(181)	(598)	70	(551)
De tipo de interés	951	401	20	2	1		—	—	(5)	—	16	2	13	—
De precio de producto	(3.063)	(2.901)	52	31	80	26	(189)	(454)	(140)	(202)	(197)	(599)	56	(550)
De tipo de cambio	11	48	—	—	—	—	—	—	—	(1)	—	(1)	1	(1)
Valor razonable:	613	400	—	7	—	—	(3)	—	—	—	(3)	7	(10)	—
De tipo de interés	613	400	—	7	—	—	(3)	—	—	—	(3)	7	(10)	—
Inversión Neta:	(673)	(761)	—	—	—	—	—	—	(8)	(41)	(8)	(41)	33	(60)
De tipo de cambio	(673)	(761)	—	—	—	—	—	—	(8)	(41)	(8)	(41)	33	(60)
TOTAL⁽¹⁾	(2.161)	(2.813)	72	40	81	26	(192)	(454)	(153)	(244)	(192)	(632)	93	(611)

⁽¹⁾ Los métodos de valoración del valor razonable (VR) se describen en la Nota 12.3.

⁽²⁾ Los instrumentos en dólares se convierten a euros a tipo de cierre del ejercicio. En el caso de derivados de precio de producto corresponde a las unidades físicas a precio del contrato.

⁽³⁾ En 2025 y 2024 los cambios en el VR en los elementos cubiertos coinciden en general con los de los instrumentos de cobertura no habiéndose registrado importes significativos por falta de efectividad.

³⁰ En marzo de 2025, Repsol International Finance, B.V. amortizó el saldo remanente de la emisión de bonos subordinados emitidos en marzo de 2015 por importe de 1.000 millones de euros (ver Nota 12.2).

³¹ Estos contratos tienen vencimientos entre 2026 y 2050 a un precio fijo y liquidan por diferencias entre dicho precio y el de referencia en el mercado de venta de la electricidad. En los contratos de venta el volumen de energía considerada en la mayoría de los casos es inferior o igual al P90 (medida estadística que refleja el nivel de producción anual que se espera igualar o superar con una probabilidad del 90%) de la producción estimada del parque. Los precios oscilan entre 17 y 67 €/Mwh, en función del plazo, la tecnología, fecha de ejecución y el área geográfica.

A continuación, se detalla el movimiento correspondiente a los instrumentos de cobertura contable a 31 de diciembre de 2025 y 2024 registrados en el epígrafe de "Otro resultado global acumulado" del balance de situación:

Instrumentos de cobertura	Cobertura de flujos de efectivo		Coberturas de inversión neta	
	2025	2024	2025	2024
<i>Millones de euros</i>				
Saldo inicial a 31 de diciembre	(394)	(104)	40	(63)
Ganancias/(Pérdidas) por valoración imputadas a Otro resultado global	(37)	72	(312)	(56)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias ⁽¹⁾	76	(31)	(212)	1
Diferencias de conversión	47	—	(12)	—
Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	(97)	—	(1)	—
Efecto impositivo	(60)	(10)	39	14
Intereses minoritarios	18	—	64	—
Otros	1	—	—	—
Saldo final a 31 de diciembre	(446)	(73)	(394)	(104)

⁽¹⁾ Incluye, principalmente, la imputación a resultados de la cobertura de flujos de efectivo relacionados con las operaciones descritas en este apartado.

Los saldos acumulados por tipología de instrumentos de cobertura a 31 de diciembre de 2025 y 2024 son:

Saldos acumulados de instrumentos de cobertura ⁽¹⁾	Reservas coberturas de flujos efectivo y de conversión	
	2025	2024
<i>Millones de euros</i>		
Cobertura de flujos de efectivo:	(446)	(394)
- De tipo de interés	10	(9)
- De precio de producto ⁽²⁾	(265)	(430)
- De tipo de cambio	—	(1)
- Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	(179)	10
- Efecto fiscal	(12)	36
Cobertura de inversión neta:	(73)	(104)
- De tipo de cambio	(117)	(158)
- Efecto fiscal	44	54

⁽¹⁾ Saldo neto de intereses minoritarios.

⁽²⁾ Incluye las reservas de valoración del PPA financiero a largo plazo reclasificado a mantenido para la venta por el acuerdo alcanzado con Stonepeak para la venta de una participación en un portafolio de activos solares en Texas (ver Nota 19).

14.2 Otras operaciones con derivados

Por otra parte, Repsol tiene contratados una serie de instrumentos derivados para la gestión de su exposición al riesgo de tipo de cambio y precio de crudo y productos (incluido el CO₂), que no se designan como instrumentos de cobertura contable. Incluyen contratos a plazo de divisa de vencimiento inferior a un año como parte de la estrategia global para gestionar la exposición al riesgo de tipo de cambio. Adicionalmente, la cobertura económica del riesgo de precio de producto asociado a las transacciones físicas futuras de venta y/o compra de crudo, otros productos petrolíferos o de electricidad se lleva a cabo mediante la contratación, principalmente, de futuros y swaps que no se designan como instrumentos de cobertura contable.

Estos instrumentos derivados se desglosan a continuación:

Otros instrumentos derivados	Activo No Corriente		Activo Corriente		Pasivo No Corriente		Pasivo Corriente		Total Valor Razonable	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
<i>Millones de euros</i>										
De tipo de cambio	5	—	101	198	(1)	—	(161)	(110)	(56)	88
De tipo de interés	1	—	—	—	—	—	—	—	1	—
De precio de producto	46	16	46	141	(37)	(41)	(75)	(53)	(20)	63
Derivados sobre acciones propias	17	1	—	—	(6)	(27)	—	(9)	11	(35)
TOTAL	69	17	147	339	(44)	(68)	(236)	(172)	(64)	116

El detalle de estos derivados por vencimiento a 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Vencimiento valores razonables	Millones de euros											
	2025						2024					
	2026	2027	2028	2029	Sig.	Total	2025	2026	2027	2028	Sig.	Total
De tipo de cambio	(59)	3	—	—	—	(56)	88	—	—	—	—	88
De tipo de interés		1				1						
De precio de producto:	(13)	1	1	(3)	(6)	(20)	59	6	(8)	(2)	8	63
Futuros de compra ⁽¹⁾	(163)	(35)	(10)	(2)	(5)	(215)	1	(44)	(21)	(7)	1	(70)
Futuros de venta ⁽²⁾	129	15	6	—	—	150	65	45	16	7	—	133
Opciones	5	—	—	—	—	5	2	—	—	—	—	2
Swaps	7	19	6	—	1	33	(24)	5	—	1	1	(17)
Otros	9	2	(1)	(1)	(2)	7	15	—	(3)	(3)	6	15
Derivados sobre acciones propias	—	—	—	11	—	11	(9)	—	—	—	(26)	(35)
TOTAL	(72)	5	1	8	(6)	(64)	138	6	(8)	(2)	(18)	116

⁽¹⁾ A continuación se desglosan las unidades físicas y el valor razonable de los derivados de precios de producto y otros asociados a contratos de compra:

Futuros de compra	2025		2024	
	Unidades físicas	VR (Millones de euros)	Unidades físicas	VR (Millones de euros)
EUAs/UKAs CO ₂ (miles toneladas)	4.642	(31)	12.036	(133)
Crudo (miles de barriles)	60.978	(121)	49.780	46
Gas (TBTU)	24	(11)	27	(33)
Electricidad (miles de MWh)	8.351	(36)	6.232	31
Productos	n.a.	(16)	n.a.	19
Total		(215)		(70)

⁽²⁾ A continuación se desglosan las unidades físicas y el valor razonable de los derivados de precios de producto y otros asociados a contratos de venta:

Futuros de venta	2025		2024	
	Unidades físicas	VR (Millones de euros)	Unidades físicas	VR (Millones de euros)
EUAs/UKAs CO ₂ (miles toneladas)	3.191	28	8.124	160
Crudo (Miles de barriles)	55.380	84	44.894	(42)
Gas (TBTU)	138	19	25	32
Electricidad (Miles de MWh)	627	3	1.002	(3)
Productos	n.a.	16	n.a.	(14)
Total		150		133

En 2025 y 2024, el impacto de la valoración de los derivados de producto y de precio de CO₂ en el "Resultado de las operaciones" ha sido de -55 y 35 millones de euros, respectivamente.

Durante 2025 y 2024 se ha llevado a cabo la contratación de *forwards* y *swaps* de divisa a corto plazo que han generado un resultado financiero negativo de -366 y positivo de 243 millones de euros, respectivamente, reconocidos en el epígrafe "Variación de valor razonable en instrumentos financieros" del resultado financiero (ver Nota 7).

Derivados sobre acciones propias

En 2024, Repsol contrató opciones sobre acciones propias por un volumen total de 50 millones de títulos. En concreto, adquirió opciones de compra ("call") por un total de 25 millones de acciones y emitió opciones de venta ("put"), por el mismo volumen. Tanto las opciones call como las put pueden liquidarse por entrega física o por diferencias a decisión de Repsol. En julio de 2025 la compañía ha cancelado parcialmente las opciones call y put, reduciendo el notional de cada una de ellas en 5,7 millones de acciones. Fruto de la operación, la compañía ha adquirido 2,3 millones de acciones propias por un importe total de 32 millones de euros. El volumen vivo a 31 de diciembre de cada tipo de opciones es de 19,6 millones de acciones y su precio de ejercicio de 17,36 euros por acción y 7,93 euros por acción, respectivamente. Estas opciones (conjuntamente denominadas "Reverse collar") se valoran a valor razonable con cambios en la cuenta de pérdidas y ganancias y han generado un impacto de 36 millones de euros en 2025 (-26 millones de euros en 2024), que se incluye en el epígrafe "Variación a valor razonable de instrumentos financieros".

Por otro lado, en 2024 se contrataron *equity swaps* (con opción de liquidación por entrega física o diferencias) por un volumen de 5,4 millones de acciones con vencimiento contractual julio del 2025 y precio de contratación de 13,09 euros por acción. En 2025 la compañía ha liquidado los *equity swaps* mediante entrega física, lo que ha supuesto una salida de caja de -71 millones de euros. Hasta su cancelación, estos instrumentos se han valorado a valor razonable con cambios en la cuenta de pérdidas y ganancias, siendo el impacto del periodo de 11 millones de euros (-9 millones de euros en 2024).

(15) Riesgos financieros

Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros: de mercado, de liquidez y de crédito y que se han visto impactados en mayor o menor medida como consecuencia de la actual volatilidad de los mercados afectados por el entorno geopolítico. Repsol dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y mitigar los riesgos a los que está expuesto el Grupo.

15.1 Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables de mercado. El Grupo está expuesto a diversos tipos de riesgos de mercado: de tipo de cambio, de tipo de interés y de precio de las materias primas "commodities".

La Compañía realiza un seguimiento de la exposición al riesgo de mercado en términos de sensibilidades. Este seguimiento se complementa con otras medidas cuando las posiciones de riesgo así lo requieren. En este sentido, el riesgo que afecta al resultado está sujeto a límites máximos, medidos en términos de Valor en Riesgo (Value at Risk -VaR-) definidos por el Comité Ejecutivo de Repsol de acuerdo con distintos niveles de autorización y que se supervisa diariamente por un área independiente a la que realiza la gestión.

Para cada uno de los riesgos de mercado descritos a continuación se incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos inherentes a los instrumentos financieros, mostrando cómo podrían verse afectados el resultado y el patrimonio (en los epígrafes que constituyen el "Otro resultado global") como consecuencia de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al cierre del ejercicio.

Riesgo de tipo de cambio

Los resultados y el patrimonio del Grupo están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que opera, siendo el dólar estadounidense la divisa que genera mayor exposición. En 2025, el dólar partía de una situación de fortaleza, pero tras el anuncio de "aranceles recíprocos" en el mes de abril, comenzó a depreciarse ante el menor atractivo de los activos en dólares y cierta percepción de incertidumbre jurídica y macroeconómica. No obstante, tras esa fase inicial en la segunda mitad del año el tipo de cambio euro/dólar se ha estabilizado en torno a 1,15-1,16 €/\$. Para más información véase el apartado 3.1. del Informe de gestión consolidado 2025.

El tipo de cambio euro/dólar a 31 de diciembre ha sido:

Tipo de cambio €/€	31 diciembre 2025		31 diciembre 2024	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,18	1,13	1,04	1,08

La exposición al riesgo de tipo de cambio tiene su origen en la existencia de activos e inversiones financieras, pasivos y flujos monetarios denominados en una divisa distinta de la moneda funcional de Repsol, S.A., así como por la conversión al euro de los estados financieros de las sociedades del Grupo con moneda funcional distinta.

Repsol realiza un seguimiento permanente de la exposición del Grupo a fluctuaciones del tipo de cambio de las monedas en las que tiene actividad significativa y lleva a cabo una gestión activa de las posiciones de riesgo de tipo de cambio que afectan al resultado financiero de la cuenta de pérdidas y ganancias. Para mitigar ese impacto en la cuenta de pérdidas y ganancias, la compañía contrata instrumentos financieros derivados sobre divisas para las que existe mercado líquido.

Adicionalmente, se realizan coberturas contables de inversión neta y de flujos de efectivo con el objetivo de asegurar el valor contable de inversiones netas en el extranjero, el valor económico de los flujos de operaciones de inversión o desinversión, de operaciones corporativas o de la ejecución de proyectos o contratos puntuales cuyos flujos monetarios se distribuyen a lo largo de un período de tiempo.

En relación con los derivados de tipo de cambio véase Nota 14.

La sensibilidad en el resultado y el patrimonio neto antes de impuestos, como consecuencia del efecto en los activos y pasivos financieros poseídos por el Grupo a 31 de diciembre, por apreciaciones o depreciaciones del dólar frente al euro, se detalla a continuación:

Sensibilidad tipo de cambio	Apreciación (+) / depreciación (-) en el tipo de cambio	Millones de euros	
		2025	2024
Efecto en el resultado	10%	7	6
	(10)%	(8)	(5)
Efecto en el patrimonio neto ⁽¹⁾	10%	(75)	(85)
	(10)%	61	69

(1) Impacto que generarían los derivados financieros designados como instrumentos de cobertura de inversión neta. Este impacto se mitigaría con las diferencias de conversión de los activos netos cubiertos.

Riesgo de tipo de interés

Los resultados y el patrimonio del Grupo están expuestos a las variaciones en los tipos de interés en los mercados en los que opera. En el contexto actual se aprecia una divergencia en las trayectorias monetarias entre el BCE y la FED, aunque se ha hecho menos notoria en los últimos meses. El BCE inició en junio de 2024 un ciclo de recortes, llevando su tasa de depósito cercana al 2,0 % a mediados de 2025. La FED, en cambio, se ha mantenido más prudente (dado el dinamismo que aún mostraba la economía estadounidense y los persistentes riesgos inflacionarios vinculados a los aranceles) aplazando los recortes hasta septiembre de 2025, momento desde el cual ha implementado dos recortes dejando los fondos federales en el rango 3,75-4,00 %. Este cambio de tono se explica por una ralentización del mercado laboral que empieza a pesar más que el riesgo inflacionario.

Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable, pudiendo modificar también el valor razonable de los activos y pasivos financieros con un tipo de interés fijo. Adicionalmente, estas variaciones pueden afectar al valor en libros de activos y pasivos por variación de las tasas de descuento de flujos de caja aplicables, a la rentabilidad de las inversiones y al coste futuro de captación de recursos financieros.

El endeudamiento de Repsol proviene de aquellos instrumentos financieros más competitivos en cada momento, tanto de mercados de capitales como bancarios, y de acuerdo con las condiciones de mercado que sean óptimas en cada uno de ellos. En ocasiones, Repsol contrata derivados de tipo de interés para reducir el riesgo de variaciones en las cargas financieras o en el valor razonable de su deuda, así como para mitigar el riesgo de tipo de interés sobre futuras emisiones de deuda a tipo fijo, siendo en general designados contablemente como instrumentos de cobertura (ver Nota 14).

A 31 de diciembre de 2025 la financiación (deuda bruta) a tipo fijo ascendía a 8.574 y (6.578 millones de euros en 2024). Este importe supone el 83% (77% en 2024), de la deuda bruta, excluyendo arrendamientos

Por otro lado, las inversiones financieras a tipo variable suponen un 14% del total y su remuneración media se informa en la Nota 13.

La sensibilidad en el resultado y el patrimonio neto antes de impuestos, como consecuencia del efecto en los activos y pasivos financieros poseídos por el Grupo a 31 de diciembre, de la variación de los tipos de interés, es la que se detalla en el cuadro a continuación:

Sensibilidad tipo de interés	Incremento (+) / descenso (-) en el tipo de interés (puntos básicos)	Millones de euros	
		2025	2024
Efecto en el resultado	50 p.b.	12	15
	-50 p.b.	(12)	(14)
Efecto en el patrimonio neto	50 p.b.	(8)	14
	-50 p.b.	8	(15)

Riesgo de precio de commodities

Los resultados del Grupo están expuestos principalmente a la volatilidad de los precios del petróleo, productos derivados, gas natural y electricidad, así como de otras *commodities* propias de su actividad.

En ocasiones, Repsol contrata derivados para reducir la exposición al riesgo de precio de *commodities*. Estos derivados ofrecen una cobertura económica de los resultados, aunque no siempre son designados como cobertura a efectos de su reconocimiento contable (ver Nota 14).

A 31 de diciembre un aumento o disminución del 10% en los precios de los *commodities* (principalmente crudo, productos derivados del refino de petróleo, productos petroquímicos, gas natural y electricidad) hubiera supuesto las siguientes variaciones en el resultado y en el patrimonio neto antes de impuestos por los cambios de valor sobre los derivados financieros:

Sensibilidad commodities ⁽¹⁾	Aumento (+) / disminución (-) en los precios de <i>commodities</i>	Millones de euros	
		2025	2024
Efecto en el resultado	+10%	50	66
	(10)%	(50)	(66)
Efecto en el patrimonio neto	+10%	(481)	(356)
	(10)%	481	356

⁽¹⁾ Impacto antes de intereses minoritarios.

La sensibilidad de los derivados ante aumentos de los precios de *commodities* compensan parcialmente la exposición contraria de la operativa física de Repsol (en existencias) propia de su actividad.

Para más información sobre el contexto actual sobre el tipo de cambio, tipos de interés y los precios de los *commodities* véase el apartado 3 del Informe de Gestión consolidado de 2025.

15.2 Riesgo de liquidez³²

La política de liquidez seguida por Repsol está orientada a garantizar la disponibilidad de fondos necesarios para asegurar el cumplimiento de las obligaciones adquiridas y el desarrollo de sus planes de negocio, manteniendo en todo momento el nivel óptimo de recursos líquidos y procurando la mayor eficiencia en la gestión de los recursos financieros. En coherencia con esta orientación de prudencia financiera, mantiene a 31 de diciembre de 2025 recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas suficientes para cubrir en 5,37 veces los vencimientos de su deuda a corto plazo (3,29 veces a 31 de diciembre de 2024).

La liquidez al fin del periodo se ha situado en 10.271 millones de euros (incluyendo líneas de crédito comprometidas no dispuestas), con el siguiente detalle:

	Millones de euros	
	2025	2024
Caja y bancos	2.277	3.406
Otros activos líquidos equivalentes	984	1.352
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	3.261	4.758
Depósitos a plazo con disponibilidad inmediata y fondos de inversión monetarios ⁽¹⁾	4.360	1.655
Líneas de crédito comprometidas no dispuestas	2.650	2.685
Liquidez ⁽²⁾	10.271	9.098

⁽¹⁾ Repsol contrata depósitos a plazo y fondos de inversión monetarios de disponibilidad inmediata que se registran en el epígrafe "Otros activos financieros corrientes" y que no cumplen con los criterios contables de clasificación como efectivo y equivalentes de efectivo.

⁽²⁾ Medida Alternativa de Rendimiento. Para la conciliación de estas magnitudes con las NIIF-UE véase el Anexo II del Informe de Gestión consolidado 2025

Con el objeto de proporcionar la opción de adelantar el cobro a sus proveedores y acreedores, Repsol tiene contratos de financiación a proveedores ("*supplier finance facilities*") con entidades financieras y otros proveedores tecnológicos de servicios financieros que permiten a aquellos, si así lo desean, la posibilidad de solicitar el adelanto del cobro de sus facturas emitidas a determinadas sociedades del Grupo. Bajo estos contratos, el Grupo no extiende la fecha de vencimiento original, atendiendo los pagos a vencimiento y por tanto, manteniendo el carácter comercial de la deuda (registrada en el epígrafe "*Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar*"). Por tanto, el periodo medio de pago no se ve afectado por estos contratos (Ver Nota 23).

	Millones de euros	
	2025	2024
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	10.219	11.220
Saldos incluidos en acuerdos de " <i>supplier finance facilities</i> " con intermediarios financieros	314	226
Saldos que han anticipado el cobro con intermediarios financieros	136	79

Además, y de forma puntual se realizan operaciones de *factoring* sin recurso que se registran minorando el epígrafe de "*Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar*" y cuyo importe a cierre del año no es significativo.

Repsol lleva a cabo un control y seguimiento de sus necesidades financieras que va desde la elaboración de previsiones diarias de tesorería a la planificación financiera que acompaña a los presupuestos anuales y al plan estratégico y mantiene fuentes de financiación diversificadas y estables que permiten el acceso eficiente a los mercados financieros, todo ello en el marco de una estructura financiera que resulte compatible con el nivel de calificación crediticia en la categoría grado de inversión.

En un contexto internacional volátil, y en el marco de la política financiera del Grupo, Repsol ha mantenido la disponibilidad de fondos para cumplir con las obligaciones adquiridas y el desarrollo de sus planes de negocio, permitiendo en todo momento el nivel óptimo de recursos líquidos y procurando la mayor eficiencia en la gestión de los recursos financieros.

En la siguiente tabla se detallan los vencimientos de los pasivos de naturaleza financiera existentes a 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Vencimiento pasivos financieros	Millones de euros							Millones de euros						
	2025							2024						
	2026	2027	2028	2029	2030	Sig.	Total	2025	2026	2027	2028	2029	Sig.	Total
Bonos y obligaciones ⁽¹⁾	758	749	423	646	1.594	2.383	6.553	1.551	499	748	—	645	3.010	6.453
Préstamos, deudas con entidades de crédito y otros ⁽¹⁾	533	129	157	139	140	2.699	3.797	614	51	131	147	127	1.063	2.133
Cuotas por arrendamiento ⁽¹⁾	617	503	442	349	327	1.535	3.773	760	633	552	500	401	1.825	4.671
Derivados ⁽²⁾	89	(51)	1	—	—	—	39	21	—	—	—	—	—	21
Proveedores	4.646	—	—	—	—	—	4.646	5.474	—	—	—	—	—	5.474
Otros acreedores	5.214	—	—	—	—	—	5.214	5.239	—	—	—	—	—	5.239

NOTA: Los importes mostrados son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el balance.

⁽¹⁾ Corresponden a los vencimientos futuros de los importes registrados en los epígrafes "Pasivos financieros no corrientes" y "Pasivos financieros corrientes" incluyendo los intereses correspondientes a dichos pasivos financieros. No incluye derivados financieros.

⁽²⁾ Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la Nota 14. No incluye los derivados comerciales registrados en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" y "Otros acreedores" del balance de situación.

³² Para información sobre las definiciones de los ratios de Liquidez y Solvencia y sus conciliaciones con las Medidas Alternativas de Rendimiento, véase el Anexo II del Informe de Gestión consolidado 2025. Para información sobre la calificación crediticia véase el apartado 4.3 del Informe de Gestión consolidado 2025 y www.repsol.com.

15.3 Riesgo de crédito³³

PÉRDIDA ESPERADA:

Las pérdidas crediticias esperadas son una estimación, ponderada en función de la probabilidad, de las pérdidas (es decir, el valor actual de todos los déficits de efectivo) durante la vida esperada del instrumento financiero. Se define como déficit de efectivo la diferencia entre los flujos de efectivo que se adeudan a la entidad de acuerdo con el contrato y los flujos de efectivo que ésta espera recibir. Puesto que en las pérdidas crediticias esperadas se toma en consideración tanto el importe como el calendario de los pagos, existirá pérdida crediticia si la entidad espera cobrar íntegramente, pero después de lo acordado contractualmente.

El Grupo calcula la pérdida de crédito esperada de sus **deudores comerciales** a partir de modelos propios de valoración del riesgo de sus clientes, teniendo en cuenta la probabilidad de impago, el saldo expuesto y la severidad estimada. El criterio general para la consideración de evidencia objetiva de deterioro (en ausencia de otras evidencias de incumplimiento como situaciones concursales, etc.) es la superación de 180 días en mora.

El resto de los instrumentos financieros, fundamentalmente ciertos préstamos y garantías financieras concedidas a negocios conjuntos, son objeto de seguimiento individualizado.

La pérdida esperada de los **instrumentos financieros** se calcula en función de la fase del riesgo crediticio del deudor de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdida crediticia esperada} = \text{Probabilidad de impago}^{(1)} \times \text{Exposición}^{(2)} \times \text{Severidad}^{(3)}$$

Fase 1: En el momento de reconocimiento inicial se calcula teniendo en cuenta la probabilidad de impago en los primeros 12 meses (para las cuentas a cobrar comerciales se extiende a toda la vida del instrumento).

Fase 2: Ante un incremento de riesgo significativo se calcula para toda la vida del instrumento.

Fase 3: Para instrumentos ya deteriorados se calcula para toda la vida del instrumento, con devengo de intereses calculado sobre el coste amortizado neto del importe del deterioro.

⁽¹⁾ Se calcula de forma individualizada para cada deudor a excepción de las personas físicas, para las que se utiliza una tasa media de morosidad. Los modelos consideran información cuantitativa (variables económico-financieras del cliente, comportamiento de pagos...), cualitativa (sector, datos macroeconómicos del país...), así como variables de los mercados (por ejemplo, evolución de la cotización). De acuerdo con los modelos se obtiene un rating interno y una probabilidad de impago para cada deudor.

⁽²⁾ Se calcula teniendo en cuenta el importe pendiente de cobro y una potencial exposición futura en función del límite de riesgo disponible.

⁽³⁾ Porcentaje de exposición no recuperado en caso de impago, basado en el comportamiento histórico y teniendo en cuenta la existencia de garantías.

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones de pago, originando con ello pérdidas en los derechos de cobro de la Compañía. El Grupo evalúa de forma específica la información disponible de forma congruente con la gestión del riesgo de crédito interno para cada instrumento financiero, incluyendo los de naturaleza comercial.

La Compañía actualiza su modelo de gestión de riesgo de crédito con las previsiones económicas en los principales países donde opera, sin que se haya tenido un impacto significativo en los estados financieros del Grupo derivado del cambio de comportamiento de pago de sus deudores.

En relación con el riesgo de crédito sobre los instrumentos financieros por las operaciones en Venezuela, véase la Nota 27.

La exposición al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por tipo de instrumento financiero, junto con el deterioro registrado a 31 de diciembre de 2025 para cada uno de ellos, se desglosa a continuación:

Riesgo de crédito	Saldo Bruto	Deterioro promedio	Deterioro	Saldo Neto 31/12/2025	Saldo Neto 31/12/2024
Activos financieros corrientes y Efectivo ⁽¹⁾	7.980	—	(1)	7.979	6.869
Activos financieros no corrientes	3.241	69 %	(2.241) ⁽²⁾	1.000	1.533
Otros activos corrientes y no corrientes	3.760	60 %	(2.252) ⁽²⁾	1.508	1.970
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	6.736	3 %	(179) ⁽²⁾	6.557	7.364

⁽¹⁾ Deterioros de valor inferiores a un millón de euros por la alta calidad crediticia de las contrapartes (bancos e instituciones financieras cuyo rating es igual o superior a BB). El excedente de efectivo del Grupo es destinado a la adquisición de instrumentos de corto plazo seguros y líquidos que incluyen depósitos bancarios a corto plazo y otros instrumentos de similares características de bajo riesgo. La cartera de estas inversiones está diversificada para evitar la concentración del riesgo en cualquier instrumento o contraparte.

⁽²⁾ Incluye activos deteriorados en Fase 3 (ver cuadro anterior "Pérdida Esperada"). Los deterioros existentes a 31 de diciembre de 2025 registrados en "Activos financieros no corrientes" corresponden principalmente a situaciones pendientes de litigios y procesos concursales (1.670 millones de euros) y a préstamos y líneas de crédito otorgadas a los negocios conjuntos en Venezuela (568 millones de euros; ver Nota 13.1 y Nota 27). Los deterioros existentes a 31 de diciembre de 2025 registrados en "Otros activos corrientes y no corrientes", corresponden principalmente a cuentas a cobrar a largo plazo vinculadas con la actividad en Venezuela por importe de 2.234 millones de euros (ver Nota 27).

³³ La información sobre riesgo de crédito que se recoge en este apartado no incluye el riesgo de crédito de las entidades participadas o negocios conjuntos cuyo impacto se registra en el epígrafe "Resultado de inversiones registradas por el método de la participación" (principalmente Petroquirquiere y Cardón IV, por su actividad en Venezuela, ver Nota 18).

Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

Las deudas comerciales se reflejan en el balance de situación a 31 de diciembre de 2025 y 2024 netas de deterioro, por un importe de 6.557 y 7.364 millones de euros, respectivamente. En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda comercial neta por deterioro (incluye pérdida esperada):

Vencimientos Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	2025			2024
	Deuda	Deterioro	Saldo	Saldo
<i>Millones de euros</i>				
Deuda no vencida	6.278	(75)	6.203	7.013
Deuda vencida 0-30 días	184	(4)	180	155
Deuda vencida 31-180 días	80	(13)	67	64
Deuda vencida mayor a 180 días	194	(87)	107	132
TOTAL	6.736	(179)	6.557	7.364

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito sobre los deudores comerciales (deuda a corto plazo registrada en el epígrafe "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" del balance de situación), estando dicha exposición distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes. La concentración máxima de riesgo con un tercero previo al deterioro de sus créditos comerciales, incluyendo organismos oficiales y empresas del sector público, no excede del 2,82%. Hay que tener en cuenta en relación con Venezuela que las deudas de PDVSA con negocios conjuntos y sociedades participadas por Repsol no se reflejan en este epígrafe sino en la valoración de las inversiones registradas por puesta el método de la participación (Petroquiriquire S.A. y Cardón IV S.A., ver Nota 18 y Nota 27).

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por entidades financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere parcialmente a terceros el riesgo de crédito asociado a la operativa de algunos de sus clientes en parte de sus negocios.

El Grupo, para su actividad comercial, tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe de 4.675 millones de euros a 31 de diciembre de 2025 y de 4.826 millones de euros en 2024. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024 ascienden a 1.043 y 1.196 millones de euros, respectivamente.

OTROS ACTIVOS Y PASIVOS

(16) Inmovilizado intangible

La distribución entre segmentos de negocio de los activos del inmovilizado intangible a 31 de diciembre de 2025 y 2024 es:

Millones de euros	Coste Bruto		Amortización y deterioro acumulado		Coste Neto	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Exploración y Producción	1.532	1.902	(1.242)	(1.530)	290	372
Industrial	628	575	(360)	(324)	268	251
Cliente	1.620	1.539	(862)	(782)	758	757
GBC	1.516	1.634	(73)	(59)	1.443	1.575
Corporación	501	475	(340)	(305)	161	170
TOTAL	5.797	6.125	(2.877)	(3.000)	2.920	3.125

Las principales categorías de activos que se incluyen en el inmovilizado intangible (fondos de comercio, permisos de exploración de hidrocarburos, proyectos de generación eléctrica renovable, aplicaciones informáticas...) a 31 de diciembre de 2025 y 2024 son las siguientes:

Millones de euros	Fondo de comercio	Otro inmovilizado intangible							Total	Total
		Exploración y Producción			Industrial, Cliente y GBC			Corp.		
		Permisos de exploración	Aplicaciones informáticas	Otros	EE.S. y otros derechos	Aplicaciones informáticas	Otros	Aplicaciones informáticas y otros		
Coste bruto	842	1.337	229	102	390	1.028	1.722	475	5.283	6.125
Amortización y deterioro	(322)	(1.071)	(157)	(90)	(227)	(590)	(238)	(305)	(2.678)	(3.000)
Coste neto 31/12/2024	520	266	72	12	163	438	1.484	170	2.605	3.125
Coste bruto	841	984	223	91	423	1.135	1.599	501	4.956	5.797
Amortización y deterioro	(332)	(781)	(161)	(82)	(246)	(676)	(259)	(340)	(2.545)	(2.877)
Coste neto 31/12/2025	509	203	62	9	177	459	1.340	161	2.411	2.920

Fondo de comercio

El detalle por segmento y sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Fondo de comercio	Millones de euros
	2025
Exploración y Producción ⁽¹⁾	16
Cliente ⁽²⁾	402
Repsol Gas Portugal, S.A.	106
Repsol Soluciones Energéticas, S.A.	119
Repsol Portuguesa, S.A.	86
Repsol Comercializadora de Electricidad y Gas, S.L.U	49
Otras compañías	42
GBC	91
LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	52
ConnectGen LLC	39
TOTAL 2025 ⁽³⁾⁽⁴⁾	509
TOTAL 2024	520

⁽¹⁾ Corresponde a Noruega.

⁽²⁾ Corresponde a un total de 9 UGEs.

⁽³⁾ Del total, 470 y 476 millones de euros en 2025 y 2024 corresponden a sociedades cuya actividad principal se desarrolla en Europa.

⁽⁴⁾ Incluye pérdidas de valor acumuladas por importe de 332 y 322 millones de euros en 2025 y 2024, respectivamente.

En 2024 se reconoció el fondo de comercio generado en la adquisición de ConnectGen LLC, (42 millones de euros) y se actualizó el valor del fondo de comercio de RRUK (-36 millones de euros) una vez completada la valoración de los activos y pasivos y la asignación final del precio de compra, tras el acuerdo para resolver el procedimiento arbitral existente con el Grupo Sinopec (ver Nota 24 de las Cuentas Anuales consolidadas 2024).

En la Nota 6 se incorpora información adicional de los deterioros del periodo, así como del efecto que los cambios de la hipótesis clave tienen sobre el valor de los activos (incluyendo el fondo de comercio asignado a cada UGE).

Otro inmovilizado intangible

El movimiento del coste bruto de "Otros activos intangibles" durante los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Millones de euros	Exploración y Producción			Industrial, Cliente y GBC			Corporación	Total
	Permisos de exploración	Aplicaciones informáticas	Otros	EE.S. y otros derechos	Aplicaciones informáticas	Otros	Aplicaciones informáticas y otros	
Saldo a 1 enero 2024	1.669	189	96	370	888	1.121	494	4.827
Inversiones	70	9	2	39	107	25	39	291
Desinversiones y bajas ⁽⁵⁾	(423)	(1)	(2)	(14)	(11)	(2)	(58)	(511)
Diferencias de conversión	81	11	6	(9)	3	29	—	121
Variación del perímetro de consolidación	—	—	—	—	2	563	—	565
Reclasificaciones y otros	(60)	21	—	4	39	(14)	—	(10)
Saldo a 31 diciembre 2024	1.337	229	102	390	1.028	1.722	475	5.283
Inversiones	40	12	3	52	101	19	27	254
Desinversiones y bajas ⁽⁵⁾	(149)	—	(1)	(20)	(4)	(2)	(1)	(177)
Diferencias de conversión	(146)	(25)	(12)	—	(12)	(73)	—	(268)
Variación del perímetro de consolidación	(103)	(2)	—	—	—	(4)	—	(109)
Reclasificaciones y otros	5	9	(1)	1	22	(63)	—	(27)
Saldo a 31 diciembre 2025	984	223	91	423	1.135	1.599	501	4.956

Repsol tiene contratados seguros para cubrir potenciales incidentes de seguridad que pudieran producirse en su Sistema Informático, incluyendo aplicaciones informáticas, por actos maliciosos (ciber-ataques) o accidentales, que causen la indisponibilidad del sistema.

En 2025, las principales "Inversiones" corresponden a aplicaciones informáticas (destacando las de los negocios de Cliente -, fidelización y mejora experiencia cliente- y en Corporación -renovación tecnológica y digitalización en funciones transversales y de apoyo a los negocios, análisis de datos e inteligencia artificial-) y en E&P a permisos exploratorios adquiridos en México, EE.UU. y Libia.

En 2025 los principales movimientos por "Variaciones del perímetro de consolidación" se corresponden con la venta de la participación en bloques exploratorios en Indonesia (Sakakemang, ver Nota 17) y en 2024, con los derechos por permisos y licencias adquiridos en la combinación de negocio tras las adquisición de ConnectGen por importe de 529 millones de euros.

El movimiento de la amortización y las pérdidas de valor acumuladas durante los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Millones de euros	Exploración y Producción			Industrial, Cliente y GBC			Corporación	Total
	Permisos de exploración ⁽¹⁾	Aplicaciones informáticas ⁽²⁾	Otro inmov.	EE.S. y otros derechos ⁽³⁾	Aplicaciones informáticas ⁽²⁾	Otros ⁽⁴⁾	Aplicaciones informáticas y otros ⁽²⁾	
Saldo a 1 enero 2024	(1.400)	(128)	(83)	(215)	(497)	(189)	(338)	(2.850)
Amortizaciones	(5)	(23)	(2)	(28)	(92)	(23)	(20)	(193)
Desinversiones y bajas ⁽⁵⁾	423	1	—	13	10	—	58	505
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(42)	—	—	—	—	(23)	(6)	(71)
Diferencias de conversión	(70)	(8)	(5)	4	(2)	4	—	(77)
Variación del perímetro de consolidación	—	—	—	—	(1)	—	—	(1)
Reclasificaciones y otros	23	1	—	(1)	(8)	(7)	1	9
Saldo a 31 diciembre 2024	(1.071)	(157)	(90)	(227)	(590)	(238)	(305)	(2.678)
Amortizaciones	(21)	(24)	(3)	(30)	(96)	(21)	(35)	(230)
Desinversiones y bajas ⁽⁵⁾	123	—	—	10	2	1	—	136
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(31)	—	—	—	—	(1)	—	(32)
Diferencias de conversión	118	18	11	—	8	1	—	156
Variación del perímetro de consolidación	99	2	—	—	—	2	—	103
Reclasificaciones y otros	2	—	—	1	—	(3)	—	—
Saldo a 31 diciembre 2025	(781)	(161)	(82)	(246)	(676)	(259)	(340)	(2.545)

⁽¹⁾ Los permisos de exploración no se amortizan, siendo evaluada la existencia de deterioro, al menos una vez al año. Una vez finalizada la fase de exploración y evaluación, si no se encuentran reservas económicamente viables, los importes capitalizados son registrados como gasto (ver Nota 3.4).

⁽²⁾ La amortización de las aplicaciones informáticas se realiza mediante un método lineal y generalmente en un período de 3 o 6 años.

⁽³⁾ Los costes de abanderamiento e imagen de EE.S se amortizan linealmente en el periodo correspondiente al menor entre la vida técnica del activo instalado y la mejor estimación del plazo de vinculación de la EE.S (en España el plazo medio resultante es de entre 1 y 10 años). Los costes incurridos en contratos de suministro en exclusiva a EE.S, se amortizan linealmente en el periodo de vinculación de cada contrato (en España plazo medio es entre 1 y 3 años).

⁽⁴⁾ Los permisos y licencias de proyectos renovables que están en fase de desarrollo no se amortizan, siendo evaluada la existencia de deterioro, al menos una vez al año.

⁽⁵⁾ Incluye principalmente la baja de bonos exploratorios totalmente amortizados en EE.UU.

El importe acumulado por deterioro a 31 de diciembre de 2025 y 2024, asciende a 558 y 698 millones de euros, respectivamente.

(17) Inmovilizado material

La distribución entre segmentos de negocio de los activos del inmovilizado material a 31 de diciembre de 2025 y 2024 es:

Millones de euros	Coste Bruto		Amortización y deterioro acumulado		Coste Neto	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Exploración y Producción	24.493	30.814	(14.828)	(19.282)	9.665	11.532
Industrial	25.546	24.996	(16.453)	(16.081)	9.093	8.915
Cliente	6.203	6.143	(4.073)	(3.959)	2.130	2.184
GBC	4.657	5.142	(338)	(245)	4.319	4.897
Corporación	866	889	(421)	(440)	445	449
TOTAL	61.765	67.984	(36.113)	(40.007)	25.652	27.977

Nota: Los elementos del inmovilizado material que están más expuestos a los riesgos transicionales son los del segmento de E&P y el industrial. Para más información ver Nota 3.5.2

Las principales categorías de activos materiales a 31 de diciembre de 2025 y 2024 son las siguientes:

Millones de euros	Exploración y Producción			Industrial, Cliente y GBC				Corporación	Total
	Inversión zonas con reservas	Inversiones en exploración	Otros	Terrenos, edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Otros	Inmov. en curso	Sede social, terrenos, construcciones y otros	
Coste bruto	27.202	1.465	2.147	2.693	26.435	2.561	4.592	889	67.984
Amortización y deterioro	(17.771)	(1.135)	(376)	(1.157)	(17.629)	(1.499)	—	(440)	(40.007)
Coste neto 31/12/2024	9.431	330	1.771	1.536	8.806	1.062	4.592	449	27.977
Coste bruto	21.403	1.041	2.049	2.691	27.541	2.360	3.814	866	61.765
Amortización y deterioro	(13.538)	(989)	(301)	(1.202)	(18.103)	(1.559)	—	(421)	(36.113)
Coste neto 31/12/2025	7.865	52	1.748	1.489	9.438	801	3.814	445	25.652

Los principales activos del inmovilizado material corresponden a:

- En el segmento E&P, las inversiones en zonas con reservas de hidrocarburos en fase de producción (destacando los activos en EE.UU., Perú y Noruega) y de exploración (principalmente en EE.UU.).
- En el negocio Industrial, las cinco refinerías en España (Tarragona, A Coruña, Bilbao, Cartagena y Puertollano) y la de Perú (La Pampilla) y plantas químicas en España y Portugal, así como los derechos de uso en buques y gaseoductos para la actividad de *trading*.
- En el negocio Cliente, los activos de generación de fuentes renovables en España y Portugal, así como los derechos de uso sobre las instalaciones de las EE.S en España y, en menor medida, Portugal.
- En el negocio de GBC, a los activos de generación de fuentes renovables en España (generación hidráulica, solar y eólica), EE.UU. (generación solar) y Chile.
- En Corporación, destacan la sede corporativa en Madrid (Campus) y el Centro de Tecnología de Repsol en Móstoles (CTR).

De acuerdo con la práctica de la industria, Repsol asegura sus activos y operaciones a nivel global. Entre los riesgos asegurados se incluyen los daños en elementos del inmovilizado material y en la mayoría de operaciones, las consecuentes interrupciones en el negocio que éstas conllevan. El Grupo considera que el actual nivel de cobertura es, en general, adecuado para los riesgos inherentes a su actividad.

El movimiento del coste bruto del inmovilizado material durante los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

	Exploración y Producción			Industrial, Cliente y GBC				Corporación	Total
	Inversión zonas con reservas	Inversiones en exploración	Otro inmov.	Terrenos, edificios y otras construcc.	Maquinaria e instalaciones	Otro inmov.	Inmov. en curso	Sede social, terrenos, construcc. y otros	
<i>Millones de euros</i>									
Saldo a 1 enero 2024	25.951	1.928	1.410	2.346	24.352	2.008	3.730	954	62.679
Inversiones	1.126	122	538	8	6	13	2.910	20	4.743
Desinversiones y bajas	(869)	(628)	(40)	(16)	(197)	(33)	(52)	(111)	(1.946)
Diferencias de conversión	1.470	95	110	24	195	68	82	—	2.044
Variación del perímetro de consolidación	—	—	—	5	(62)	—	(58)	—	(115)
Reclasificaciones y otros ⁽¹⁾	(476)	(52)	129	326	2.141	505	(2.020)	26	579
Saldo a 31 diciembre 2024	27.202	1.465	2.147	2.693	26.435	2.561	4.592	889	67.984
Inversiones	796	26	461	8	5	(22)	2.320	14	3.608
Desinversiones y bajas	(180)	(184)	(21)	(23)	(200)	(118)	(70)	(39)	(835)
Diferencias de conversión	(2.965)	(156)	(251)	(59)	(468)	(144)	(155)	—	(4.198)
Variación del perímetro de consolidación	(3.982)	(60)	(100)	(12)	(640)	43	—	—	(4.751)
Reclasificaciones y otros ⁽¹⁾	532	(50)	(187)	84	2.409	40	(2.873)	2	(43)
Saldo a 31 diciembre 2025	21.403	1.041	2.049	2.691	27.541	2.360	3.814	866	61.765

⁽¹⁾ En 2025 y 2024 incluye reclasificaciones del epígrafe "Inmovilizado en curso" fundamentalmente a "Maquinaria e instalaciones", por diversos proyectos de mejora, reparación y remodelación de las refinerías del Grupo, así como por la entrada en producción del proyecto de Exploración y Producción Leon-Castile en Golfo de América y de los proyectos de las inversiones en proyectos eólicos y solares que Repsol está desarrollando en España y EE.UU. Adicionalmente incluye las altas de los derechos de uso asociados a los arrendamientos (ver apartado al final de esta Nota) y la actualización de las provisiones por desmantelamiento de activos. En 2025 incluye la reclasificación a "Activos no corrientes mantenidos para la venta" de un portafolio de proyectos operativos solares (Outpost) en Texas por el acuerdo alcanzado con Stonepeak (ver Nota (19)) y en 2024, en Exploración y Producción, incluye principalmente reclasificaciones al epígrafe de "Activos no corrientes mantenidos para la venta" de activos en Colombia.

En 2025 las "Inversiones" en inmovilizado material (3.608 millones de euros) han disminuido respecto a las de 2024 (4.743 millones de euros) y se corresponden principalmente con:

- Exploración y Producción 1.283 millones de euros, destacando las realizadas en EE.UU. (nuevas campañas de perforación de los activos productivos de Eagle Ford, el desarrollo de Alaska y Golfo de América);
- Industrial 1.215 millones de euros, principalmente en los negocios de Química y Refino para la mejora de las actividades de los complejos industriales, así como ampliación del complejo químico de Sines en Portugal;
- Renovables 969 millones de euros, por las inversiones para el desarrollo orgánico de proyectos en España (Delta II, Abo y Trillo) y EE.UU. (Pinnington, Outpost y ConnectGen).

Para más información ver Apartado 5 del Informe de Gestión consolidado 2025.

En 2025 "Variaciones del perímetro de consolidación" incluye, fundamentalmente: i) la venta de la participación del 24% en el bloque no operado Corridor (activo productivo ubicado en Indonesia) a MedcoEnergi por 425 millones de dólares, así como la venta de la participación en los bloques Sakakemang (45%) y South Sakakemang (80%) por 25 millones de dólares (este último pendiente de aprobaciones gubernamentales y clasificado como mantenido para la venta por importe inmaterial); ii) las bajas de inmovilizado relacionadas con la constitución de negocios conjuntos de E&P en Reino Unido y de GBC en EE.UU (ver Nota 18); y iii) la clasificación como mantenidos para la venta de proyectos solares en EEUU tras el acuerdo con Stonepeak (ver nota 19).

En 2024 incluía fundamentalmente, en GBC, las bajas derivadas de la venta del negocio renovable en Francia adquirido a Asterion en 2023 y el alta del inmovilizado adquirido en la combinación de negocios de ConnectGen (ver Nota 25).

El movimiento de la amortización y los deterioros de valor durante los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

	Exploración y Producción			Industrial, Cliente y GBC				Corporación	Total
	Inversión zonas con reservas	Inversiones en exploración	Otros	Terrenos, edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Otros	Inmov. en curso	Sede social, terrenos, construcciones y otros	
<i>Millones de euros</i>									
Saldo a 1 enero 2024	(15.171)	(1.516)	(307)	(1.086)	(17.406)	(1.295)	—	(512)	(37.293)
Amortizaciones	(1.489)	(18)	(78)	(72)	(885)	(199)	—	(20)	(2.761)
Desinversiones y bajas	600	628	38	12	172	33	—	110	1.593
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(1.473)	(62)	(10)	(9)	571	(14)	—	—	(997)
Diferencias de conversión	(923)	(73)	(20)	(5)	(123)	(33)	—	—	(1.177)
Variación del perímetro de consolidación	—	—	—	(2)	20	2	—	—	20
Reclasificaciones y otros ⁽¹⁾	685	(94)	1	5	22	7	—	(18)	608
Saldo a 31 diciembre 2024	(17.771)	(1.135)	(376)	(1.157)	(17.629)	(1.499)	—	(440)	(40.007)
Amortizaciones	(870)	(28)	(48)	(80)	(943)	(233)	—	(22)	(2.224)
Desinversiones y bajas	177	184	17	16	189	117	—	37	737
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	540	(226)	(6)	(1)	(16)	(10)	—	3	284
Diferencias de conversión	1.883	127	42	13	262	72	—	—	2.399
Variación del perímetro de consolidación ⁽²⁾	2.508	32	43	1	28	(1)	—	—	2.611
Reclasificaciones y otros	(5)	57	27	6	6	(5)	—	1	87
Saldo a 31 diciembre 2025	(13.538)	(989)	(301)	(1.202)	(18.103)	(1.559)	—	(421)	(36.113)

⁽¹⁾ En 2024 incluye principalmente reclasificaciones al epígrafe de "Activos no corrientes mantenidos para la venta" de activos en Colombia (ver Nota 19)

⁽²⁾ En 2025 incluye fundamentalmente las bajas derivadas de la formación de negocios conjuntos de E&P en el Reino Unido y de GBC en EE.UU. (ver Nota 18) y de la venta del negocio de E&P en Indonesia.

El coste neto, pendiente de amortización, de los activos amortizables asciende a 31 de diciembre de 2025 a 19.749 millones de euros. Los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, a 583 y 5.320 millones de euros a 31 de diciembre de 2025, respectivamente (592 y 6.051 millones de euros a 31 de diciembre de 2024).

Con carácter general, los elementos del inmovilizado se amortizan linealmente en función de su vida útil estimada (véase la Nota 3.4 en relación con el inmovilizado vinculado a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos). A continuación, se detalla la vida útil inicial estimada de los principales activos, según su naturaleza y sin cambios respecto de 2024:

Vida útil estimada	Años
Edificios y otras construcciones	14-50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje	5-25
Instalaciones complejas especializadas (principalmente complejos industriales Refino y Química):	
Unidades	6-25
Tanques de almacenamiento	14-30
Líneas y redes	12-25
Instalaciones complejas especializadas (generación de electricidad)	14-35
Otro inmovilizado Material (Elementos de transporte, mobiliario y enseres...)	3-15

En 2025, la menor amortización se explica principalmente por el segmento de E&P como consecuencia de las desinversiones en Reino Unido, Indonesia y Colombia, los deterioros registrados a 31 de diciembre de 2024 y la menor producción de los activos en EE.UU. y en Noruega.

El epígrafe "Inmovilizado material" incluye elementos totalmente amortizados por importe de 11.953 y 11.546 millones de euros a 31 de diciembre de 2025 y 2024 respectivamente.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el importe de los deterioros de activos ascendía a 5.072 y 6.586 millones de euros, respectivamente, correspondiendo fundamentalmente al deterioro de "Inversión en zonas con reservas" (3.172 y 4.494 millones de euros en 2025 y 2024, respectivamente) y "Maquinaria e instalaciones" (1.454 y 1.809 millones de euros en 2025 y 2024, respectivamente). Para más información véase Nota 6.

Derechos de uso y concesiones

Dentro del "Inmovilizado material", se incluyen derechos de uso, cuya composición y movimiento es el siguiente:

Activos por derecho de uso <i>Millones de euros</i>	Maquinaria e instalaciones	Elementos de transporte	Edificios	Terrenos	Otros	Total
Saldo a 1 enero 2024	1.054	274	41	286	183	1.838
Altas / bajas de arrendamientos	171	441	9	292	133	1.046
Desinversiones y bajas	2	—	—	—	(4)	(2)
Amortizaciones y deterioros	(154)	(146)	(16)	(28)	(67)	(411)
Diferencias de conversión y otros	18	25	1	13	16	73
Saldo a 31 diciembre 2024	1.091	594	35	563	261	2.544
Altas / bajas de arrendamientos	107	(37)	24	122	35	251
Desinversiones y bajas	—	—	—	(4)	(1)	(5)
Amortizaciones y deterioros	(215)	(169)	(21)	(29)	(67)	(501)
Diferencias de conversión y otros	(58)	(54)	(4)	(116)	(43)	(275)
Saldo a 31 diciembre 2025	925	334	34	536	185	2.014

Los contratos de arrendamiento más relevantes son los siguientes:

- Por las EE.S. que el Grupo tiene en España, Portugal, Perú y México, se firman contratos de arrendamiento por varios conceptos y duración variable. A 31 de diciembre de 2025, el importe correspondiente de los derechos de uso asciende a 774 millones de euros y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero a 812 millones de euros.
- Por los buques de transporte de hidrocarburos para la actividad de comercialización mayorista, principalmente de GNL, un total de 13 contratos que tienen duración variable. A 31 de diciembre de 2025, el importe correspondiente de los derechos de uso asciende a 243 millones de euros y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero a 260 millones de euros.
- Contratos con Emera Brunswick Pipeline Company, Ltd y Maritimes & North East Pipeline para el transporte de gas natural a través de un gaseoducto que une la planta de Saint John LNG (Canadá) con la frontera norteamericana y ese punto con Dracut (EE.UU.). Ambos contratos fueron firmados en 2009 por un plazo de 25 años (renovables hasta un periodo de 30 años adicionales). A 31 de diciembre de 2025 el importe correspondiente de los derechos de uso asciende a 175 millones de dólares (149 millones de euros) y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero a 912 millones de dólares (776 millones de euros).
- Por los proyectos renovables (eólicos y solares) que el Grupo tiene en España, Estados Unidos, Italia y Chile, se firman contratos de arrendamiento por los terrenos donde se ubican, con una duración variable entre 35 y 40 años. A 31 de diciembre de 2025, el importe correspondiente de los derechos de uso asciende a 263 millones de euros y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero a 272 millones de euros.

Dentro del "Inmovilizado material", también se incluyen concesiones administrativas, principalmente correspondientes a instalaciones portuarias para la recepción de crudo y salida de productos en las refinerías e instalaciones asociadas a concesiones administrativas de estaciones de servicio, por un coste neto de 205 y 218 millones de euros a 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado entre los años 2026 y 2057.

En 2025 se han dado de alta nuevos contratos de arrendamiento por importe neto de 251 millones de euros, destacando los correspondientes a nuevos buques para el transporte de hidrocarburos en la actividad de *trading*.

(18) Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación

El detalle de las inversiones que han sido contabilizadas aplicando el método de la participación, son:

Detalle de inversiones contabilizadas aplicando el método de participación	Millones de euros	
	Valor contable de la inversión	
	2025	2024
Negocios conjuntos	3.284	2.971
Entidades asociadas ⁽¹⁾	437	215
TOTAL	3.721	3.186
Exploración y Producción	2.430	2.169
Industrial	586	324
Cliente	316	274
GBC	310	339
Corporación y otros	79	80

⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente la participación en Bunge Ibérica S.A.U.

Se reflejan en este epígrafe las inversiones que conforme a NIIF-UE, califican como negocios conjuntos (es decir, las participaciones en entidades de control conjunto) así como las inversiones en entidades asociadas (es decir, aquellas en las que Repsol ejerce influencia significativa). Estas inversiones se reflejan en los estados financieros por el método de la participación (ver Nota 3.4.1).

El movimiento habido en este epígrafe durante 2025 y 2024 ha sido el siguiente:

Inversiones contabilizadas aplicando método de participación	Millones de euros	
	2025	2024
Saldo al inicio del ejercicio	3.186	2.957
Inversiones netas	20	77
Variaciones del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	1.524	93
Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación ⁽²⁾	53	439
Dividendos repartidos ⁽³⁾	(93)	(314)
Diferencias de conversión	(249)	108
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽⁴⁾	(720)	(174)
Saldo al cierre del ejercicio	3.721	3.186

⁽¹⁾ En 2024 incluía fundamentalmente incorporación de la joint venture Illinois Wind del perímetro de ConnectGen (ver Nota 16), la adquisición de Genia Bionenergy, S.L. y la adquisición de OC Electricidad y Gas, S.L.U., compensado con las desinversiones en Edwards Lime Gathering, LLC y Oleoducto de Crudos Pesados Ltd. (Ecuador).

⁽²⁾ Los menores resultados en 2025 obedecen principalmente al negocio de Exploración y Producción en Venezuela, Bolivia y Brasil. Este epígrafe no incluye el "Otro resultado global" por importe de -346 millones de euros en 2025 (-338 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y -8 millones de euros correspondientes a asociadas).

⁽³⁾ En 2025 corresponden fundamentalmente a Repsol Sinopec Brasil, YPFB Andina, S.A y Sierracol (E&P) y Bardhal (Cliente) y en 2024 fundamentalmente a a Cardón IV, Repsol Sinopec Brasil y Sierracol (E&P) y Bardhal (Cliente).

⁽⁴⁾ En 2025 incluye principalmente la reclasificación parcial como activo mantenido para la venta de la participación en NEO NEXT sujeta al acuerdo con TotalEnergies descrito más abajo.

El epígrafe "Variaciones del perímetro de consolidación" incluye en 2025:

- la adquisición del 40% de la participación en Bunge Ibérica S.A., por importe de 285 millones de dólares (205 millones pagados en marzo 2025 y 80 millones a pagar en marzo 2026³⁴).
- la adquisición del 40% de la sociedad Unioil Lubricants a la sociedad filipina *Oiland Development Company*, por un importe de 14 millones de euros³⁵.
- la participación del 45% en un nuevo negocio conjunto Neo Next Energy Limited (NEO NEXT) por importe de 1.048 millones de euros, constituido con NEO Energy Group Limited (NEO UK), al que se ha transferido la totalidad de la participación en Repsol Resources UK Limited (RRUK), (Repsol 45% y NEO UK 55%). Repsol ha reconocido un pasivo financiero de 1.800 millones de dólares en términos nominales (ver Nota 12), que representa aproximadamente el 40% de las obligaciones de desmantelamiento de los activos aportados por Repsol.

La contraprestación transferida para la adquisición del 45% de NEO NEXT, que se compone de los activos de RRUK entregados y obligaciones financieras asumidas, se ha asignado a los activos netos adquiridos de NEO NEXT en función de la estimación de sus valores razonables a la fecha de adquisición. La contraprestación y la asignación realizada por Repsol ha sido contrastada con la de un valorador independiente sin que existan diferencias significativas entre ambas.

Esta transacción no ha tenido impactos significativos en los resultados del Grupo y su contabilización es provisional dado que aún no ha finalizado el plazo de doce meses desde la adquisición.

En diciembre de 2025, NEO NEXT ha firmado un acuerdo con TotalEnergies para fusionar sus negocios de petróleo y gas en el mar en Reino Unido. Una vez que se cierre la transacción, la nueva compañía se denominará NEO NEXT+.

³⁴ Adicionalmente se ha acordado un precio contingente de hasta 40 millones de dólares que no se ha reconocido en los estados financieros por no considerarse probable su desembolso a la fecha.

³⁵ Incluye un precio contingente estimado de 3 millones de euros y que por considerarse probable su desarrollo se ha registrado en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes".

Según los términos del acuerdo, NEO NEXT+ estará participada por HitecVision (28,875%), TotalEnergies (47,5%) y Repsol (23,625%). TotalEnergies UK, por su parte conservará hasta 2.300 millones de dólares de las obligaciones de desmantelamiento de sus activos. El cierre de la transacción está previsto que se produzca durante la primera mitad de 2026, estando sujeto a las habituales aprobaciones de las autoridades competentes y consentimientos regulatorios y no se esperan impactos significativos en los Estados Financieros del Grupo. A 31 de diciembre, la inversión en Neo Next se ha clasificado parcialmente como mantenida para la venta, en proporción a la reducción del porcentaje de participación que Repsol asumirá en el proceso de fusión con Total.

- la adquisición de Stonepeak Tulia Holdings, LLC del 46,3 por ciento de participación en Pecos Renewables North America, LLC (Pecos), titular de una cartera de 777 MW solares y de almacenamiento, en Nuevo México y Texas. La operación ha supuesto la pérdida de control sobre Pecos, que será controlada conjuntamente por Stonepeak y Repsol. El precio ha ascendido a 340 millones de dólares, que han sido aportados por Stonepeak a la joint venture.

Los activos y pasivos de U.K. (E&P) y de EE.UU. (GBC) afectados por estas dos últimas transacciones han sido dados de baja, registrándose la participación resultante en Neo Next y Pecos, respectivamente, en el epígrafe de "inversiones contabilizadas por el método de la participación". Estas transacciones no han tenido un impacto relevante en resultados (ver Nota 5.7)³⁶.

Destacamos las inversiones contabilizadas por el método de la participación más significativas de acuerdo con el valor de la inversión a 31 de diciembre de 2025:

- *Repsol Sinopec Brasil, S.A. (RSB)*. Repsol tiene una participación del 60% en RSB a través de Repsol Lux E&P S.A.R.L. participada al 75% por Repsol Upstream B.V. y ésta a su vez participada al 100% por Repsol, S.A. El 40% restante de dicha sociedad corresponde a Tiptop Luxembourg, S.A.R.L., entidad del grupo chino Sinopec. Las principales actividades son la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos en Brasil. En relación con las garantías otorgadas por el Grupo a favor de RSB, véase la Nota 24.
- *NEO NEXT Energy Limited (NEO NEXT)*. Compañía participada por Talisman Colombia HoldCo Limited (TCHL) y NEO Energy Group (NEO UK) al 45% y 55% respectivamente. Sus principales actividades son la exploración y explotación de hidrocarburos en el Mar del Norte.
- *YPFB Andina, S.A. (Andina)*. Repsol tiene una participación del 48,33% en el capital Andina a través de Repsol Bolivia, S.A., siendo el resto de los socios la corporación estatal YPF Bolivia (51%) y accionistas minoritarios (0,67%). Las principales actividades de esta son la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos, fundamentalmente en Bolivia. En relación con los riesgos y exposición patrimonial del Grupo en Bolivia, véase la Nota 27.
- *Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V. y Dynasol Gestión, S.L. (Dynasol)*. Repsol participa en un 50% a través de Repsol Materials, S.A. El 50% restante es propiedad del Grupo KUO S.A.B. de C.V. La principal actividad de estas sociedades y sus filiales es la producción y comercialización de productos químicos y petroquímicos en México, España y EE.UU.
- *Illinois Wind (Illinois)*. Repsol participa en Illinois (dentro del perímetro de ConnectGen) en un 50% a través de Clean Venture Acquisition LLC. El 50% restante es propiedad de Pattern Collins Renewables Holdings LLC. La principal actividad de esta sociedad y sus filiales es la producción de energía eléctrica en EE.UU., actualmente en desarrollo, se espera el inicio de su construcción en 2026.
- *En Venezuela destacamos:*
 - *Petroquiriquire, S.A. (PQQ)*. Repsol participa con un 40% en PQQ a través de Repsol E&P Latam S.L.U.. Petroquiriquire es una empresa mixta venezolana, participada por las empresas estatales Corporación Venezolana de Petróleo, S.A. (CVP) con el 56% y PDVSA Social, S.A. con el 4%. Su principal actividad es la producción y venta de petróleo y gas en Venezuela.
 - *Cardón IV, S.A. (Cardón IV)*. Repsol participa con un 50% en Cardón IV a través de Repsol Exploración, S.A. El 50% restante es propiedad del grupo ENI. Cardón IV es una licenciataria de gas cuya principal actividad es su producción y venta en Venezuela.

Adicionalmente en Venezuela, Repsol participa con un 60% en Quiriquire Gas, S.A. a través de Repsol Venezuela, S.A. y un 11% en Petrocarabobo, S.A. a través de Repsol E&P Latam, S.L.U.³⁷, siendo sus principales actividades la exploración y producción de hidrocarburos en Venezuela.

En relación con los riesgos y exposición patrimonial del Grupo en Venezuela, véase la Nota 27.

³⁶ El resultado se calcula por diferencia entre el valor razonable de los activos netos adquiridos y el valor neto contable de los activos transferidos por el porcentaje cedido a terceros, de acuerdo con lo establecido en la NIC 28 "Inversiones en entidades asociadas y en negocios conjuntos". En caso de que exista una pérdida por deterioro derivada de la desinversión, se registra la totalidad del deterioro correspondiente.

³⁷ El valor contable de la inversión en Quiriquire Gas es nulo y en Petrocarabobo asciende a -58 millones de euros (ver Nota 20.1 y 27).

A continuación, se presenta información financiera resumida de las principales entidades que se consolidan por el método de la participación (negocios conjuntos), preparada de acuerdo con NIIF-UE (ver Nota 3), y su reconciliación con el valor contable de la inversión en los estados financieros consolidados³⁸:

Valor contable de la participación	RSB		NEO NEXT (3)		YPFB Andina		PQQ		Cardón IV		Dynasol		Illinois	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
<i>Millones de euros</i>														
Activos no corrientes	4.526	4.633	9.188	340	480	374	493	629	879	430	460	324	265	
Activos corrientes:	286	392	308	279	301	404	216	416	626	292	374	15	9	
Efectivo y equivalentes de efectivo	79	193	287	76	164	—	—	20	23	23	42	14	8	
Otros activos corrientes ⁽¹⁾	207	199	21	203	137	404	216	396	603	269	332	1	1	
Total Activos	4.812	5.025	9.496	619	781	778	709	1.045	1.505	722	834	339	274	
Pasivos no corrientes:	2.294	2.330	6.700	125	134	1.285	1.287	353	411	63	79	27	—	
Pasivos financieros	1.424	1.249	902	—	—	947	970	—	—	59	67	—	—	
Otros pasivos no corrientes	870	1.081	5.798	125	134	338	317	353	411	4	12	27	—	
Pasivos corrientes:	310	310	685	53	44	707	723	374	619	209	238	7	4	
Pasivos financieros	137	79	31	—	—	—	—	—	—	112	75	—	—	
Otros pasivos corrientes ⁽¹⁾	173	231	654	53	44	707	723	374	619	97	163	7	4	
Total Pasivos	2.604	2.640	7.385	178	178	1.992	2.010	727	1.030	272	317	34	4	
Activos netos	2.208	2.385	2.111	441	603	(1.214)	(1.301)	318	475	450	517	305	270	
Participación de Repsol	60 %	60 %	45 %	48 %	48 %	40 %	40 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	
Participación en los activos netos ⁽²⁾	1.325	1.431	950	212	289	(486)	(520)	159	238	225	259	153	135	
Valor contable de la inversión	1.325	1.431	950	212	289	—	—	159	238	225	259	153	135	

⁽¹⁾ En PQQ, en otros activos y pasivos corrientes, incluye la compensación de créditos y deudas recíprocas con PDVSA en los términos acordados.

⁽²⁾ PQQ: en 2025 y 2024 se ha registrado una provisión para riesgos y gastos, correspondiente al valor negativo del patrimonio neto de PQQ (Ver Nota 20).

⁽³⁾ El valor contable de la inversión en Neo Next está clasificado parcialmente como *Activo no corriente mantenido para la venta*, en proporción a la reducción del porcentaje de participación que Repsol asumirá en el proceso de fusión con Total. (ver Nota 19).

Resultados de negocios conjuntos	RSB		NEO NEXT		YPFB Andina		PQQ		Cardón IV		Dynasol		Illinois	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
<i>Millones de euros</i>														
Ingresos ordinarios	857	1.229	952	127	170	535	250	1.016	1.018	671	724	—	—	
Amortización y deterioros ⁽¹⁾	(369)	(244)	(279)	(195)	(84)	(207)	181	(835)	(400)	(46)	(24)	(1)	—	
Otros ingresos/(gastos) de explotación	(246)	(347)	(496)	(57)	(5)	(130)	(288)	(276)	(256)	(659)	(703)	—	—	
Rdo. de explotación	242	638	177	(125)	81	198	143	(95)	362	(34)	(3)	(1)	—	
Intereses netos	(27)	8	(27)	1	1	(109)	(120)	1	1	(7)	(8)	—	—	
Resto de partidas del Rdo. financiero	(34)	(9)	(106)	(5)	18	(22)	(13)	(12)	(18)	(3)	10	—	—	
Rdo. inversiones método participación ⁽²⁾	—	—	—	14	9	—	—	—	—	1	(2)	—	—	
Rdo. antes de impuestos	181	637	44	(115)	109	67	10	(106)	345	(43)	(3)	(1)	—	
Gasto por impuesto	11	(364)	(73)	51	24	(134)	304	(2)	(138)	8	(10)	—	—	
Rdo. atribuido a la sociedad dominante	192	273	(29)	(64)	133	(67)	314	(108)	207	(35)	(13)	(1)	—	
Participación de Repsol	60 %	60 %	45 %	48 %	48 %	40 %	40 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	
Rdo. por integración	115	164	(13)	(31)	64	(27)	126	(54)	104	(18)	(7)	—	—	
Dividendos ⁽³⁾	51	140	81	15	7	—	—	—	107	—	—	—	—	
Otro resultado global ⁽⁴⁾	(170)	86	(4)	(32)	16	61	(34)	(25)	14	(15)	5	(30)	6	

⁽¹⁾ Incluye deterioros netos de activos en YPFB Andina (ver Nota 6). En Cardón IV y PQQ incluye deterioros netos de activos y riesgo de crédito (ver Nota 6 y 27).

⁽²⁾ Neto de impuestos.

⁽³⁾ Los dividendos reflejados en Neo Next se han incluido como inversiones netas en el movimiento de las Inversiones contabilizadas por el método de la participación y en el flujo de efectivo de actividades de inversión, por formar parte de la transacción de constitución del nuevo negocio conjunto con NEO Energy Group Limited.

⁽⁴⁾ Epígrafes "Ganancias/(pérdidas) por valoración" e "Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias" del Estado de ingresos y gastos reconocidos.

³⁸ Para los acuerdos conjuntos y sociedades asociadas significativos: (i) no existen restricciones legales aplicables sobre la capacidad de transferir fondos al Grupo, (ii) los estados financieros utilizados se refieren a la misma fecha que los de Repsol, S.A. y (iii) no existen pérdidas no reconocidas.

(19) Otros activos y pasivos**Activos y pasivos mantenidos para la venta**

Durante 2025 se ha completado la venta de: (i) Repsol Colombia Oil&Gas Limited a Ecopetrol (que explota el activo CPO9) por importe de 452 millones de dólares (220 millones de dólares cobrados en 2024); (ii) el 25% que Repsol poseía en SierraCol Energy Arauca LLC a Carlyle, que gestiona el activo Llanos Norte por importe de 60 millones de dólares; y (iii) el 20% que Repsol poseía en el activo Monument en EE.UU a Talos Energy por importe de 49 millones de dólares. Todos ellos registrados a 31 de diciembre de 2024 como "Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta". El impacto de estas desinversiones en la cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio no ha sido significativo (ver Nota 5.7).

Las principales líneas del balance consolidado de los activos clasificados como mantenidos para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2025 son las siguientes:

<i>Millones de euros</i>	31/12/2025
Activos no corrientes	1.206
Activos corrientes	21
Activos	1.227
Pasivos no corrientes	159
Pasivos corrientes	307
Pasivos	466
ACTIVOS NETOS ⁽¹⁾	761

⁽¹⁾ Adicionalmente, las reservas por valoración a mercado y diferencias de conversión registrados en Otro resultado acumulado del Patrimonio Neto del Grupo por estos activos ascienden a un total de -121 millones de euros.

Incluye los activos y pasivos correspondientes al acuerdo alcanzado con Stonepeak para la venta de una participación del 43,8% de un portafolio de 629 MW operativos solares en Texas que controlarán conjuntamente, por importe de 253 millones de dólares y que está sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones suspensivas habituales en este tipo de transacciones.

Adicionalmente, incluye los activos y pasivos vinculados al acuerdo alcanzado con TotalEnergies para fusionar sus negocios de petróleo y gas en el mar en Reino Unido. Para más información ver nota 18.

Otros activos y pasivos

El epígrafe "Otros activos no corrientes" incluye principalmente, en 2025 y 2024, cuentas a cobrar a PDVSA en Venezuela (ver Nota 27) por 416 millones de euros netos de deterioro (485 millones de euros en 2024), derechos de cobro relacionados con el Alaska Petroleum Tax³⁹ asociados a las inversiones en Alaska por 431 millones de euros (346 millones de euros en 2024), costes de captación de clientes de electricidad y gas por 135 millones de euros (109 millones de euros en 2024), depósitos asociados al desmantelamiento de activos de Exploración y Producción ("sinking funds") por 40 millones de euros (95 millones de euros en 2024), y los instrumentos financieros derivados asociados a operaciones comerciales no corrientes (ver Nota 13).

El epígrafe "Otros pasivos no corrientes" incluye principalmente, en 2025 y 2024 los instrumentos financieros derivados relacionados con operaciones comerciales (ver Nota 12), así como fianzas y depósitos recibidos por 129 millones de euros (123 millones de euros en 2024). En 2025 incluye asimismo fondos recibidos de administraciones públicas para financiar el desarrollo de dos electrolizadores de 100 MW cada uno, en las refinerías de Cartagena y Bilbao para producir hidrógeno renovable por importe de 315 millones de euros⁴⁰.

El epígrafe "Otros activos corrientes" incluye principalmente depósitos asociados a los derivados de operaciones comerciales.

³⁹ Impuesto que grava la producción de crudo en Alaska a un tipo del 35%. Los derechos de cobro se generan por las inversiones efectuadas durante la fase de exploración y desarrollo de los activos petroleros y que suponen un derecho a pagar menos impuestos a la producción en el futuro.

⁴⁰ Las Administraciones Públicas no exigirán la devolución de los fondos si la compañía ejecuta las inversiones y cumple el resto de los requerimientos establecidos. A medida que se acometen las inversiones y sea razonablemente cierto que no concurrirán supuestos de devolución, la subvención se imputará como un menor valor del inmovilizado.

(20) Provisiones corrientes y no corrientes**20.1 Provisiones**

Repsol realiza juicios y estimaciones que afectan al registro y valoración de las provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias. El coste final de la liquidación de denuncias, reclamaciones, litigios y otras contingencias puede variar de las estimaciones previamente realizadas debido a diferencias en la fecha de materialización prevista, interpretación de las normas, opiniones técnicas y evaluaciones de la cuantía de los daños y responsabilidades.

Para el registro de provisiones de desmantelamiento asociadas a sus actividades, la complejidad del cálculo radica tanto en el registro inicial del valor actual de los costes futuros estimados como de los ajustes posteriores para reflejar el paso del tiempo, así como los cambios en las estimaciones por modificación de las hipótesis inicialmente utilizadas como consecuencia de avances tecnológicos, cambios regulatorios, factores económicos, políticos y de seguridad medioambiental, variaciones en el calendario o en las condiciones de las operaciones, etc. Las provisiones por desmantelamiento se actualizan periódicamente en función de la evolución de las estimaciones de costes y de las tasas de descuento. Estas tasas tienen en cuenta la tasa libre de riesgo por plazo y moneda y un diferencial en función de la estructura de endeudamiento y del plazo de los flujos de caja. En concreto, la media ponderada de las tasas utilizadas por el Grupo es del 5,0% (5,2% en 2024).

Adicionalmente, Repsol realiza juicios y estimaciones al registrar costes y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales, para lo que se basa en la información actual relativa a costes y planes esperados de remediación en función de las leyes y regulaciones aplicables, la identificación y evaluación de los efectos causados sobre el medioambiente, así como las tecnologías aplicables.

Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones que las afectan, podría tener, un efecto significativo en las provisiones registradas.

El saldo a 31 de diciembre de 2025 y 2024 de las distintas provisiones del Grupo, así como sus movimientos entre ejercicios, son los siguientes:

Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes

Millones de euros

	Desmantelamiento de activos	Consumo de derechos de emisión de CO ₂	Riesgos por litigios	Otras provisiones	Total
Saldo a 1 enero 2024	3.866	983	107	1.546	6.502
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	430	758	37	304	1.529
Aplicaciones con abono a resultados	(203)	—	(26)	(44)	(273)
Cancelación por pago ⁽²⁾	(373)	—	(34)	(107)	(514)
Variaciones del perímetro de consolidación	—	—	—	(1)	(1)
Diferencias de conversión, reclasificaciones y otros ⁽³⁾	437	(954)	(6)	(69)	(592)
Saldo a 31 diciembre 2024	4.157	787	78	1.629	6.651
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	163	858	39	253	1.313
Aplicaciones con abono a resultados ⁽¹⁾	(27)	—	(6)	(26)	(59)
Cancelación por pago ⁽²⁾	(145)	—	(12)	(186)	(343)
Variaciones del perímetro de consolidación	(2.160)	(26)	(13)	(11)	(2.210)
Diferencias de conversión, reclasificaciones y otros ⁽³⁾	(276)	(771)	5	(131)	(1.173)
Saldo a 31 diciembre 2025	1.712	848	91	1.528	4.179

NOTA: "Otras provisiones" incluye las constituidas para hacer frente a saneamientos y remediaciones medioambientales (ver apartado siguiente), compromisos por pensiones (ver Nota 29), incentivos a empleados (ver Nota 29) y riesgos fiscales no relacionados con el impuesto de beneficios (ver Nota 8), reestructuración de plantilla y otras provisiones para cubrir obligaciones derivadas de la participación en sociedades. Las provisiones fiscales relacionadas con el impuesto sobre beneficios se presentan en el epígrafe "Pasivos por impuestos diferidos y otros fiscales" del balance de situación (ver Nota 8).

⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente: (i) 152 y 232 millones de euros, en 2025 y 2024 respectivamente, correspondientes a la actualización financiera de provisiones; (ii) "Consumos de derechos de emisión de CO₂" por importe de 858 y 758 millones de euros, en 2025 y 2024 respectivamente por el gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂; (iii) "Desmantelamiento de activos", en 2024 destacó la actualización de las provisiones de desmantelamiento de los activos de exploración y producción en España y Reino Unido. En 2025, una variación en la tasa de descuento de un +/- 50 puntos básicos disminuiría/aumentaría las provisiones en -89 y 96 millones de euros; y (v) "Otras provisiones", en 2025 incluye principalmente la provisión relacionada con el acuerdo alcanzado con Hecate Holding que ha puesto fin a la disputa relacionada con la inversión en Hecate Energy Group (96 millones de euros), provisiones por reestructuración de plantilla, provisiones por contingencias medioambientales y otras.

⁽²⁾ En 2025 y 2024 "Desmantelamiento de activos" incluye principalmente pagos por desmantelamiento en Reino Unido y España. En 2025 "Otras provisiones" incluye los pagos relacionados con el acuerdo alcanzado con Hecate (86 millones de euros) y el derrame de Perú (54 millones de euros), ver Nota 20.2.

⁽³⁾ Incluye el impacto de diferencias de conversión (-436 millones de euros en 2025 y 208 millones de euros en 2024). En 2025 y 2024 "Consumo de derechos de CO₂" incluye la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en los ejercicios 2024 y 2023, respectivamente y "Otras provisiones" incluye la actualización de valor negativo de las inversiones en Petroquiriquire y Petrocarabobo (ver Notas 18 y 27), cuyo saldo a cierre del ejercicio 2025 asciende a 486 y 58 millones de euros, respectivamente (ver Nota 18).

En 2025 "Variaciones del perímetro de consolidación" incluye fundamentalmente la baja de provisiones para desmantelamiento de Repsol Resources UK (RRUK), derivada de la incorporación de los activos de RRUK a la joint venture constituida con NEO (ver Nota 18).

A continuación, se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones al cierre del ejercicio 2025:

Vencimientos provisiones	Vencimientos ⁽¹⁾ en millones de euros			Total
	Inferior a un año	De 1 a 5 años	> de 5 años y/o Indet.	
Provisión por desmantelamientos	119	245	1.348	1.712
Provisiones por consumo de derechos de emisión de CO ₂	848	—	—	848
Provisión por riesgos por litigios	2	8	81	91
Otras provisiones	208	614	706	1.528
TOTAL	1.177	867	2.135	4.179

⁽¹⁾ Debido a las características de los correspondientes riesgos incluidos, los calendarios de vencimientos están sujetos a incertidumbres y cambios más allá del control del Grupo, por lo que podrían variar en el futuro en función de la evolución de las circunstancias con las que se ha realizado la estimación.

Las provisiones por actuaciones medioambientales⁴¹ a 31 de diciembre de 2025 ascienden a 160 millones de euros (154 millones de euros en 2024). Incluyen, entre otros, los costes estimados derivados del derrame de petróleo producido en Refinería La Pampilla, S.A.A. (RELAPASAA) por las actividades de monitoreo, remediación, entre otras, que se detallan a continuación. Adicionalmente, el Grupo tiene registradas provisiones para cubrir los gastos futuros por desmantelamiento de sus campos de exploración y producción de hidrocarburos y de sus complejos industriales.

Riesgos medioambientales -derrame en Perú-

El 15 de enero de 2022 se produjo un derrame de petróleo en las instalaciones de la Terminal Multiboyas N.º 2 de Refinería La Pampilla, S.A.A. (RELAPASAA) mientras se efectuaba una descarga de crudo desde el buque tanque *Mare Doricum* al producirse un movimiento incontrolado del mismo, generando la ruptura de la tubería en la zona submarina de descarga conocido como PLEM (*PipeLine End Manifold*).

El hidrocarburo derramado alcanzó zonas del litoral costero y afectó a algunas especies de las costas peruanas. Las acciones de limpieza de primera respuesta terminaron el 13 de abril de 2022. De ahí en adelante, RELAPASAA ha continuado con el patrullaje permanente, el cual permite detectar y recuperar cualquier aparición esporádica de residuos oleosos en las playas (glóbulos emulsionados). Muestras recogidas hasta noviembre de 2025 por laboratorios acreditados, indican que tanto en el mar como en las playas hay aportes continuos de hidrocarburo que no guardan relación con el crudo tipo Buzios vinculado al incidente.

Los informes del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), emitidos en 2025, confirman que la calidad del agua en las playas, afectadas por el derrame cumple con los estándares ambientales nacionales.

Los Planes de Rehabilitación exigidos por OEFA, fueron presentados dentro del plazo previsto (octubre de 2023) al Ministerio de Energía y Minas para su aprobación y posterior ejecución. Actualmente continúan en evaluación por parte de dicha autoridad.

Al 31 de diciembre de 2025, RELAPASAA ha cumplido con el pago de compensaciones a más del 99% de afectados ubicables identificados por el Gobierno.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2025 se han asumido obligaciones con el Estado Peruano (reparación civil por daño ambiental por aproximadamente 182 millones de dólares y otros compromisos por aproximadamente 13 millones de dólares, ambos provisionados a 31 de diciembre de 2025 y habiéndose pagado a dicha fecha un total de 129 millones de dólares), según consta en los acuerdos suscritos entre RELAPASAA y organismos del Estado Peruano (ver Nota 20.2).

Los gastos totales reconocidos para cubrir los daños causados por el incidente, tales como actividades de contención, limpieza, remediación, compensaciones a partes afectadas, reparaciones al Estado Peruano y otros costes relacionados, ascienden a un total de 458 millones de dólares (438 millones de dólares en 2024). A 31 de diciembre de 2025 los costes pendientes de pago ascienden a 93 millones de dólares. Estos pagos pueden variar por diversas circunstancias inherentes al avance de las actividades planeadas, así como por la evolución de los procedimientos administrativos y judiciales.

Las pólizas de seguros corporativas cubren, sujeto a sus términos y condiciones, responsabilidades civiles por contaminación en tierra y mar y, para algunos países y actividades, ciertas responsabilidades administrativas por contaminación en tierra, derivadas todas ellas de hechos accidentales, repentinos e identificables, en línea con las prácticas habituales de la industria y la legislación exigible. En lo que respecta al incidente, se continúa coordinando con los gabinetes periciales nombrados por las empresas de seguros las actuaciones a seguir. A 31 de diciembre de 2025, RELAPASAA ha cobrado un total de 326 millones de dólares (276 millones al 31 de diciembre de 2024) en concepto de indemnización.

Sin perjuicio de las iniciativas que pudieran tomarse contra quien resulte responsable del derrame, RELAPASAA ratifica su compromiso de continuar trabajando con las autoridades y las comunidades afectadas y de responder de la manera más efectiva ante la ciudadanía con total transparencia. La Compañía también ha declarado su intención de desarrollar proyectos sociales y sostenibles para contribuir a la recuperación económica en las zonas afectadas. Desde 2022 se vienen implementando proyectos de ayuda social en dichas zonas, y en 2023 lanzó el proyecto ImpulsaRed, cuyo objetivo es la transformación social y el desarrollo económico a través de la formación técnica y empresarial, apoyo al emprendimiento empresarial (dotación de fondos no reembolsables y acompañamiento) y a comedores populares. Se ha logrado impactar positivamente a más de 10.000 personas en la zona afectada.

⁴¹ Repsol ha provisionado los importes necesarios para prevenir y reparar los efectos causados sobre el medioambiente, cuya estimación se realiza, con base en criterios técnicos y económicos. Estos importes se presentan en los epígrafes "Provisiones corrientes y no corrientes" del balance de situación y en la columna "Otras provisiones" del cuadro de movimiento de provisiones de la Nota 20.

Para más información adicional sobre los litigios en curso derivados del derrame, véase el apartado siguiente. En relación los impactos del derrame y las acciones para mitigarlos, véase el apartado 3.3 Comunidades afectadas del Estado de Información No Financiera Consolidado e Información sobre Sostenibilidad (Anexo IV del Informe de Gestión consolidado 2025).

20.2 Litigios

Los importes provisionados se calculan de acuerdo con la mejor estimación de la cuantía necesaria para liquidar el litigio correspondiente, basándose, entre otros, en un análisis individualizado de los hechos y opiniones legales de sus asesores internos y externos o tomando en consideración la experiencia de sucesos pasados.

A 31 de diciembre de 2025, el balance de Repsol incluye provisiones por riesgos por litigios por un importe total de 91 millones de euros (78 millones de euros a 31 de diciembre de 2024). A continuación, se desglosa el resumen de los procedimientos judiciales o arbitrales más significativos y su situación a la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales consolidadas. Para los riesgos litigiosos de naturaleza fiscal véase las Notas 8.

Perú - derrame en las instalaciones de la Refinería de la Pampilla.

Tras el derrame de petróleo en las instalaciones de la Refinería de la Pampilla en Perú, que tuvo lugar el 15 de enero de 2022 como consecuencia de un movimiento incontrolado del buque *Mare Doricum* durante la descarga de crudo (ver Nota 20.1), a finales de agosto de 2022 fue admitida a trámite una demanda civil por daños y perjuicios interpuesta por parte del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual de Perú (INDECOPI) contra Repsol, S.A., Refinería La Pampilla, S.A.A. (RELAPASAA), Repsol Comercial, S.A.C (RECO SAC), la aseguradora Mapfre, así como la naviera Fratelli d'amico Armatori y Transtotal Marítima como operadores del buque, solicitando una compensación de 4.500 millones de dólares por responsabilidades en el derrame, de los cuales 3.000 millones de dólares corresponderían a daños directos y 1.500 millones de dólares a daños morales que habrían sufrido los consumidores, usuarios y terceros supuestamente afectados por el derrame.

Entretanto, RELAPASAA, RECO SAC y Mapfre Perú han presentado oportunamente sus defensas de forma y fondo, planteando recursos de nulidad contra el auto de admisión de la demanda con base en su falta de motivación, falta de subsanación de los defectos en la demanda inicialmente señalados por el juez, falta de conciliación previa por parte de INDECOPI y falta de identificación de los reclamantes, así como indebida acumulación de peticiones. Asimismo, esas tres entidades han presentado sus defensas formales, invocando la falta de legitimidad activa de INDECOPI, la existencia de transacciones con un número significativo de afectados por el derrame registrados en el Padrón elaborado por el Gobierno Peruano, la defectuosa representación de INDECOPI, la falta de legitimidad pasiva de las sociedades del Grupo Repsol demandadas y sus aseguradoras, entre otros. Finalmente, también han formalizado sus defensas de fondo respecto de la responsabilidad civil extracontractual con base en la falta de sustento de los importes reclamados, entre otros argumentos.

Por su parte, Repsol, S.A. y Mapfre España han sido notificados con la demanda el 14 de mayo del 2024 y han cumplido con presentar sus defensas de forma y fondo oportunamente. FRATELLI presentó su contestación a la demanda, que a la fecha se encuentra pendiente de notificación a las partes. Sin perjuicio de que la demanda planteada por INDECOPI pueda conllevar una larga tramitación, Repsol se ratifica en su valoración de que, conforme al criterio de los abogados externos y a la vista de todos los argumentos esgrimidos de contrario, los Tribunales Peruanos terminarán por desestimarla, considerándola en consecuencia como un riesgo remoto.

Adicionalmente, tras su anuncio por carta a finales de diciembre de 2023 a RELAPASAA, Repsol Peru B.V. y Repsol, S.A., el 10 de enero de 2024 Repsol Peru B.V. y en días posteriores RELAPASAA y Repsol, S.A. recibieron notificación de un juzgado de los Países Bajos de una demanda dirigida contra las tres sociedades referidas por Stichting Environment and Fundamental Rights (SEFR), en nombre de más de 34.000 supuestos afectados por el derrame, cuya representación dice tener o en cuyos derechos se habría subrogado SEFR, por unos daños estimados en no menos de 1.000 millones de libras esterlinas. Las demandadas han indicado la falta de conexión de la jurisdicción neerlandesa con el derrame ocurrido en Perú y, entre otros argumentos, han puesto de manifiesto las similitudes de esta demanda con la de la Asociación Damnificados por Repsol (ya desestimada, véase las Cuentas Anuales consolidadas de 2023) y, con ello, los múltiples defectos de forma y fondo de que adolece y que permiten su valoración como un riesgo remoto. El 2 de octubre del 2024, las demandadas presentaron una moción cuestionando la jurisdicción de la Corte para decidir sobre el caso. El 21 de mayo del 2025, la Corte ha desestimado las demandas interpuestas por SEFR contra RELAPASAA y Repsol S.A. por falta de jurisdicción. En cuanto a los reclamos contra la entidad neerlandesa Repsol Perú B.V. -cuya jurisdicción se ha establecido dada su ubicación en los Países Bajos- la Corte concluyó que tales reclamos no tienen perspectivas razonables de éxito. El 13 de agosto de 2025, SEFR recurrió la decisión del Tribunal que desestimó las demandas contra RELAPASAA y el Garante por falta de jurisdicción. El Tribunal decidió suspender el procedimiento hasta que se resolviera la apelación.

Por otro lado, en relación a la demanda interpuesta por RELAPASAA y Mapfre Perú contra Fratelli (197,5 millones de dólares), por inexecución de obligaciones y responsabilidad extracontractual, fue admitida a tramitación y el proceso continúa en el juzgado correspondiente. Asimismo, el 20 de noviembre de 2025, RELAPASAA ha interpuesto una nueva demanda por inexecución de obligaciones y responsabilidad extracontractual por importe de 44 millones de dólares aproximadamente, cuya admisibilidad está siendo evaluada por el Poder Judicial.

Por su parte, Fratelli presentó una demanda contra RELAPASAA en reclamación de casi 51 millones de dólares por los daños que supuestamente habría sufrido como consecuencia del derrame. Esta contrademanda de Fratelli ha sido admitida a tramitación por el juzgado correspondiente y RELAPASAA está ejerciendo oportunamente sus defensas de forma y fondo. RELAPASAA considera que esta demanda carece de todo fundamento en atención a las verdaderas causas del derrame y a que gran parte de los daños reclamados por Fratelli tienen su origen en la retención del buque *Mare Doricum* ordenada por las autoridades judiciales peruanas, lo que es del todo ajeno a RELAPASAA.

Adicionalmente, el 13 de enero de 2025 RELAPASAA y Mapfre Perú interpusieron dos demandas contra Fratelli y The Standard Club Ireland DAC, reclamando, bajo el Convenio Internacional sobre Responsabilidad Civil por daños debidos a contaminación por Hidrocarburos ("CLC" por sus siglas en inglés), el pago de lo gastado en compensaciones a terceros y costos de limpieza asociados al incidente. El importe total de ambas reclamaciones asciende a 284 millones de dólares, aproximadamente. Ambas demandas han sido admitidas a trámite por los tribunales peruanos y se espera que los procedimientos continúen en los próximos meses, quedando pendiente la notificación de la demanda a The Standard Club Ireland DAC.

El 11 de abril de 2024 Repsol fue notificada con una demanda de la Municipalidad Distrital de Ancón contra RELAPASAA y Grupo Repsol del Perú S.A.C. (GREPESAC). La Municipalidad sostiene que se ha visto afectada, entre otros, por la disminución de la recaudación y gastos en los que ha incurrido en el marco del derrame en los últimos años, así como por el daño reputacional a raíz del evento, por lo que reclama una indemnización total de 177 millones de dólares por responsabilidad civil extracontractual (17 millones por lucro cesante, 34 millones por daño emergente y 126 millones por daño moral). La Compañía ha venido ejerciendo oportunamente sus defensas tanto de forma como de fondo y considera que el riesgo de que se materialice el total del importe reclamado es remoto.

En relación al proceso penal seguido contra RELAPASAA, sus funcionarios y otros, el 29 de agosto de 2025, el Juzgado Penal competente ha aprobado: (i) el requerimiento de acuerdo de oportunidad celebrado entre la Fiscalía Ambiental y los investigados, entre quienes se encuentran funcionarios, exfuncionarios y representantes de RELAPASAA; y (ii) la transacción extrajudicial suscrita entre la Procuraduría Especializada en Delitos Ambientales del Ministerio del Ambiente y los referidos investigados. Como parte de dichos acuerdos y sin reconocer responsabilidad penal, RELAPASAA ha asumido, entre otros compromisos, una reparación civil por daño ambiental (aproximadamente 182 millones de dólares) y otras obligaciones (aproximadamente 13 millones de dólares), que están provisionadas a 31 de diciembre de 2025 (ver Nota 20.1). Conforme a legislación peruana, esta aprobación judicial implica la conclusión anticipada y definitiva del proceso penal. Sin embargo, dicha decisión ha sido cuestionada por el Ministerio Público. El Juzgado Penal de Apelaciones rechazó el recurso de la Fiscalía Ambiental el 27 de noviembre de 2025 y el 23 de enero de 2026 la Sala Penal Superior ha declarado inadmisibles las apelaciones interpuestas por el Ministerio Público. El 2 de febrero de 2026, el Fiscal Superior ha interpuesto un recurso de reposición solicitando que la Sala revise su decisión.

Como consecuencia también del derrame, distintos organismos reguladores peruanos (entre ellos, Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental -OEFA-, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería -OSINERGMIN-, Dirección General de Capitanías y Guardacostas -DICAPI-, Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado -SERNANP-, Servicio Nacional Forestal y de Fauna Silvestre -SERFOR-) han iniciado procedimientos administrativos sancionadores contra RELAPASAA frente a los cuales se vienen presentado los correspondientes descargos, además de atender los requerimientos de dichas autoridades. Existen procedimientos administrativos sancionadores que continúan vigentes en sede administrativa o judicial.

España

Denuncias por los mensajes publicitarios referidos a biocombustibles

El 5 de febrero de 2025 Repsol, S.A. ha recibido un requerimiento de información de la Dirección General de Consumo (Ministerio de Derechos Sociales, Consumo y Agenda 2030), en relación con una denuncia presentada por la Federación de Consumidores y Usuarios, la Confederación de Ecologistas en Acción y Greenpeace España sobre los mensajes publicitarios referidos a biocombustibles. Repsol, S.A. ha atendido el requerimiento en el plazo establecido, aportando la información y documentación solicitada y, con ello, acreditando la falta de fundamento de la denuncia. Repsol ha atendido igualmente las peticiones ulteriores que se ha recibido dentro de dicho procedimiento, no habiéndose recibido solicitudes adicionales desde la presentación de la última respuesta por parte de Repsol, S.A., el 11 de julio de 2025.

Denuncias y demandas en materia de defensa de la competencia

- En diciembre de 2023, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), con origen en una información reservada a partir de sendas denuncias de las asociaciones Asociación Nacional de EE.SS. Automáticas (AESAE) y Asociación de Comercializadores Independientes de Hidrocarburos (ACIH), acordó iniciar un expediente sancionador contra Repsol por presuntas prácticas constitutivas de abuso de posición de dominio en el mercado de la distribución mayorista de combustibles en el segmento de transporte profesional, mediante un estrechamiento de márgenes entre marzo y diciembre de 2022.

El estrechamiento, según la CNMC, derivaría tanto de los descuentos en el precio de compra ofrecidos a clientes profesionales por el uso de determinadas aplicaciones móviles o tarjetas de fidelización y pago, como del incremento de los componentes del precio de venta a terceros competidores en el mercado de la distribución mayorista.

Repsol no puede estar conforme con el anterior planteamiento. Los descuentos adicionales fueron realizados en aplicación de lo establecido en el Real Decreto-Ley 6/2022, que obligó a los operadores con capacidad de refino a facilitar un descuento universal de 0,05€ por litro de producto dispensado en las estaciones de servicio de su red. Y Repsol no incrementó los componentes del precio de venta en el mercado de la distribución mayorista, ni siquiera a los terceros competidores en el mercado de la distribución minorista; por el contrario, Repsol respetó todos los contratos de suministro, tanto vigentes como pendientes de formalización, e incluso suministró producto en condiciones spot a aquellos terceros que lo solicitaron y no disponían de contrato, aunque ni antes, ni durante, ni después de 2022 Repsol ha dispuesto de una posición de dominio en este mercado.

En cualquier caso, las prácticas mencionadas no habrían tenido la capacidad de erosionar los márgenes comerciales de los distribuidores minoristas independientes ni de limitar la competencia en la distribución minorista, ni mucho menos existió

erosión o exclusión del mercado. Contrariamente, y a diferencia de lo acontecido en otros mercados igualmente afectados por la crisis provocada por la invasión de Ucrania, las empresas asociadas a los denunciantes incrementaron volúmenes y resultados durante 2022, como acreditan sus cuentas anuales.

Durante el ejercicio 2024 Repsol respondió a varias peticiones de información de la CNMC. El 31 de marzo de 2025, la CNMC notificó a Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A. (hoy Repsol Soluciones Energéticas S.A.), y otras compañías del Grupo el Pliego de Concreción de Hechos (PCH) en el expediente sancionador "S/0011/22 Distribución hidrocarburos". Con fecha 26 de mayo de 2025 Repsol procedió a presentar las alegaciones al PCH donde acredita que no hubo ninguna estrategia a la que se refiere la CNMC en su Pliego, ni hubo ningún estrechamiento de márgenes ni posición de dominio de Repsol en el mercado como refiere la CNMC.

Siguiendo el procedimiento administrativo, el 8 de septiembre de 2025, la Dirección de Competencia presentó su propuesta de resolución al Consejo de la CNMC. Dentro del plazo concedido, el 15 de octubre de 2025, Repsol presentó las alegaciones correspondientes a esta propuesta de resolución.

En febrero de 2026, el Consejo de la CNMC ha notificado a Repsol una resolución sancionadora de 28 de enero de 2026 por la que declara y sanciona a Repsol por la comisión de una infracción única y continuada del artículo 2 de la Ley de Defensa de la Competencia y del artículo 102 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea desde abril a diciembre de 2022 e impone a Repsol una sanción de 20,5 millones de euros. Adicionalmente impone a Repsol Soluciones Energéticas, S.A. Campsa Estaciones de Servicio, S.A. y Solred una prohibición de contratar con la totalidad del sector público en las licitaciones para el suministro de combustibles para automoción Gasóleo A por un periodo de seis meses.

Repsol rechaza la resolución en su totalidad al considerar que se apoya en un relato parcial y descontextualizado, con errores de método y de derecho, que ignora el contexto excepcional de 2022, marcado por la crisis tras la invasión de Ucrania por Rusia, y por tanto, recurrirá la resolución ante la jurisdicción contencioso-administrativa.

- El 28 de marzo de 2025, el Juzgado de lo Mercantil número 15 de Madrid ha notificado a Repsol Soluciones Energéticas, S.A. y a Repsol, S.A. una demanda interpuesta por Afectados por las Petroleras Dos, S.à.r.l. (APP2), en su calidad de cesionaria de los derechos de 46 gasolineros. La demanda aún está pendiente de contestación.

Estos gasolineros, supuestamente, se habrían visto perjudicados por la infracción del Derecho de la competencia declarada en la Resolución de la extinta CNC en el año 2009, consistente en la fijación indirecta, por parte de Repsol, Moeve y BP, del precio de venta al público en sus respectivas redes de estaciones de servicio. APP2 está reclamando una indemnización por daños y perjuicios por un importe de 246.485.706 euros, más 145.045.282 euros en concepto de intereses.

Repsol entiende que las acciones ejercitadas están prescritas, ya que la Resolución sancionadora es del año 2009 y adquirió firmeza en 2015. Además, el daño reclamado, basado en un supuesto sobrecoste de aprovisionamiento, no guarda relación alguna con la infracción declarada en la Resolución de la extinta CNC, que consistía en la fijación indirecta del precio de venta al público.

Demandas por competencia desleal por prácticas publicitarias

La demanda presentada por Iberdrola el 21 de febrero de 2024 ante el Juzgado de lo Mercantil número 2 de Santander se centraba en acusaciones de competencia desleal. Iberdrola alega que Repsol había incurrido en prácticas de publicidad engañosa en varias campañas publicitarias y comunicaciones corporativas.

En su defensa, Repsol acusa a Iberdrola de intentar con esta demanda limitar su competencia en el mercado de comercialización eléctrica y de gas, donde Iberdrola ocupa una posición dominante, utilizando las acusaciones infundadas de *greenwashing* como una excusa para dañar la reputación de Repsol. En este sentido, Repsol solicitó la desestimación total de la demanda, defendiendo su derecho a comunicar sus esfuerzos y avances en la transición hacia una economía baja en carbono.

Iberdrola solicitó que se declarase que Repsol había incurrido en prácticas de publicidad engañosa, constitutivas de competencia desleal, el cese de las campañas y contenidos objeto de la litis (algunos de los cuales ya habían finalizado al tiempo de presentación de la demanda) y la destrucción de cualesquiera materiales relativos a los contenidos anteriores.

El 21 de noviembre de 2024 se celebró el juicio y el 21 de febrero de 2025 el Juez de lo Mercantil ha dictado sentencia desestimando íntegramente la demanda. Iberdrola no recurrió en apelación y en consecuencia en fecha 25 de abril de 2025, la sentencia ha devenido firme dándose así por concluido este procedimiento judicial.

Estados Unidos de América

Demanda Hecate

Repsol a través de su filial Repsol Renewables North America, Inc. (RRNA) adquirió el 40% del capital de Hecate Energy Group, LLC (HEG)⁴² el 25 de junio de 2021. El pasado 25 de junio de 2024 el otro socio de HEG (Hecate Holdings LLC) comunicó a RRNA su intención de ejercitar la opción de venta a valor de mercado de su 60% en HEG en el acuerdo de socios.

Tras meses de negociaciones sobre un protocolo que estableciera, entre otras cosas, un calendario provisional para la determinación del precio, el 5 de septiembre de 2024, Hecate Holdings LLC presentó una demanda contra RRNA ante los tribunales de Delaware (Delaware Chancery Court) por el supuesto incumplimiento material del acuerdo de socios. El 31 de

⁴² Compañía que desarrolla proyectos de energía renovable en EE.UU.

enero de 2025 las Partes alcanzaron un acuerdo para dejar en suspenso el proceso judicial y seguir avanzando en el proceso de determinación del precio (incluyendo la contratación del experto independiente que determinaría el valor de mercado de HEG y el precio de compra si las valoraciones facilitadas por los expertos seleccionados por cada una de las partes diferían en, al menos, un 10%) y en la negociación de los restantes términos de la operación (el Settlement Agreement).

El 31 de marzo de 2025, Hecate Holdings LLC informó al tribunal de un supuesto incumplimiento del Settlement Agreement por parte de RRNA, sin embargo, tras varias actuaciones judiciales finalmente, RRNA y Hecate Holdings LLC han alcanzado un acuerdo extrajudicial para poner fin a la disputa relacionada con su inversión en HEG y la resolución de los litigios pendientes entre ambas partes. En virtud del acuerdo, Hecate Holdings LLC ha adquirido el 40% de HEG titularidad de RRNA, lo que ha permitido a cada parte avanzar de forma independiente y centrarse en sus respectivas estrategias. El impacto registrado en la cuenta de pérdidas y ganancias (neto de minoritarios) ha ascendido a -112 millones de euros.

(21) Existencias

Las existencias se valoran al menor entre el coste (calculado de acuerdo con el coste medio de ponderado) y su valor neto de realización. Las existencias de "commodities" destinadas a una actividad de "trading" se valoran a valor razonable menos los costes para la venta y los cambios de valor de estas se registran en la cuenta de pérdidas y ganancias.

Se incluyen también entre las existencias, las que se mantienen por una obligación legal de mantener un nivel mínimo de inventarios (como sucede en España, por ejemplo, con las existencias mínimas de petróleo y productos derivados de los negocios de Industrial y Cliente) o por las existencias del ciclo productivo o comercial (inventarios estructurales).

Los derechos de emisión de CO₂ (EUA CO₂) adquiridos se registran como existencias y se valoran inicialmente por su precio de adquisición. Aquellos derechos recibidos de manera gratuita conforme al régimen europeo de comercio de derechos de emisión para el periodo 2021-2030, son registrados como existencias al valor de mercado vigente al inicio del ejercicio al cual corresponda su expedición, con abono a un ingreso diferido en concepto de subvención. A medida que se consumen las toneladas de CO₂ correspondientes, dicho ingreso se va imputando a resultados. Conforme a la política contable adoptada por el Grupo para la presentación de subvenciones, este ingreso a distribuir se presenta en balance minorando el valor de las existencias asociadas (al cierre de año, el ingreso diferido correspondiente a los ejercicios 2025 y 2024 es nulo, dado que se ha dispuesto de la totalidad de los derechos asignados gratuitamente).

Por las emisiones de CO₂ realizadas a lo largo del ejercicio se registra un gasto en la línea "Otros ingresos/gastos de explotación" de la cuenta de pérdidas y ganancias reconociendo una provisión cuyo importe se calcula en función de las toneladas de CO₂ emitidas valoradas (i) por su valor en libros para aquellos derechos que se posean al cierre del periodo y (ii) por el precio de cotización al cierre, para aquellos derechos de los que no se disponga al cierre del periodo.

Cuando los derechos de emisión por las toneladas de CO₂ emitidas son entregados a las autoridades, se dan de baja del balance tanto las existencias como la provisión correspondiente a las mismas, sin efecto en la cuenta de pérdidas y ganancias. Cuando se realiza una gestión activa de derechos de emisión de CO₂ para aprovechar las oportunidades de negociación en el mercado, la cartera de derechos para negociación es clasificada contablemente como existencias para "trading".

La mayor parte de las existencias del Grupo se concentran principalmente en el segmento Industrial. La composición del epígrafe de "Existencias" a 31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente:

Existencias	Millones de euros	
	2025	2024
Crudo ⁽¹⁾	1.162	1.926
Gas Natural ⁽²⁾	223	275
Productos terminados y semiterminados ⁽³⁾	2.876	2.925
Derechos de emisión CO ₂ ⁽⁴⁾	744	513
Materiales y otros	470	572
TOTAL ⁽⁵⁾	5.475	6.211

⁽¹⁾ Crudo almacenado en las refinerías del Grupo (para su destilación en el proceso productivo) y el comercializado por el negocio de trading (producido por el negocio de E&P o adquirido a terceros).

⁽²⁾ Gas natural almacenado para su comercialización por el negocio de trading de gas en EE.UU. y España.

⁽³⁾ Existencias en los complejos industriales de productos derivados del refino del petróleo y, en menor medida, productos petroquímicos, así como de carburantes y combustibles en las EE.S.

⁽⁴⁾ Derechos de CO₂ para cubrir las emisiones en refinerías, complejos químicos y de generación eléctrica de ciclo combinado. El movimiento en el ejercicio ha sido el siguiente:

Derechos CO ₂ (número de derechos)	2025	2024
Saldo al inicio del ejercicio	7.118.499	12.136.547
Derechos de CO ₂ gratuitos recibidos	7.083.945	7.268.775
Derechos de CO ₂ adquiridos / (vendidos) en el mercado	6.825.172	(45.070)
Derechos de CO ₂ compensados	(10.926.656)	(12.241.753)
Saldo al cierre del ejercicio	10.100.960	7.118.499

⁽⁵⁾ Incluye deterioros por valoración de las existencias por importe de 88 y 74 millones de euros a 31 de diciembre de 2025 y 2024 respectivamente. Las dotaciones y reversiones del ejercicio ascienden a -53 y 19 millones de euros respectivamente (-10 y 64 millones de euros en 2024).

A 31 de diciembre de 2025, el importe de existencias de "commodities" destinadas a una actividad de "trading" ha ascendido a 384 millones de euros y el efecto en la cuenta de pérdidas y ganancias por la valoración a mercado de las mismas ha representado un gasto de 8 millones de euros. Para el cálculo del valor razonable se utilizan curvas forward del mercado en función del plazo de valoración de las operaciones. Las principales variables utilizadas son fundamentalmente: cotizaciones de publicaciones oficiales (Platt's, Argus, OPIS, brokers...) y primas históricas o de mercado (mark to market) en caso de estar disponibles.

El menor saldo en el epígrafe de "Existencias" se explica principalmente por el menor coste de los inventarios (menores precios medios del crudo Brent; -16 €/bbl un -23%), compensado parcialmente por el mayor saldo de derechos de CO2 por el incremento de precios y las mayores compras.

El Grupo Repsol cumple a 31 de diciembre 2025 y 2024 con las exigencias legales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver Anexo III), en las sociedades españolas que integran el Grupo.

(22) Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	Millones de euros	
	2025	2024
Cientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	5.370	5.801
Deterioro acumulado	(155)	(142)
Cientes por ventas y prestación de servicios	5.215	5.659
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores ⁽¹⁾	500	481
Deudores por operaciones con el personal	54	55
Administraciones públicas	319	305
Derivados por operaciones comerciales (Nota 14)	126	167
Otros deudores	999	1.008
Activos por impuesto sobre beneficios corriente	343	697
TOTAL	6.557	7.364

⁽¹⁾ Incluye deterioro acumulado por importe de -24 millones de euros (-162 en 2024). En 2024 incluye cuentas a cobrar a PDVSA en Venezuela por 53 millones de euros (netas de los deterioros reconocidos, ver Nota 15.3).

La disminución en este epígrafe se debe principalmente a los menores precios del crudo en el segmento Industrial y al impacto del debilitamiento del dólar frente al euro sobre las cuentas comerciales en dólares. Adicionalmente, "Activos por impuestos sobre beneficios corriente" incluye la baja del saldo de RRUK tras el acuerdo con NEO Energy Group Limited (ver nota 18) y la reducción de activos por impuesto sobre beneficios corriente como consecuencia de los pagos recibidos de la hacienda pública (principalmente la liquidación del Impuesto de Sociedades del ejercicio 2024 en España).

En relación con los activos por impuesto sobre beneficios corriente, véase la Nota 8.2.

(23) Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

Repsol tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar":

Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	Millones de euros	
	2025	2024
Proveedores	4.646	5.474
Acreedores y otros	4.310	4.337
Administraciones Públicas acreedoras	689	646
Derivados por operaciones comerciales (Nota 14)	215	256
Otros acreedores	5.214	5.239
Pasivo por impuesto sobre beneficios corriente	359	507
TOTAL	10.219	11.220

Este epígrafe desciende principalmente por los menores volúmenes de compras en el segmento Industrial, por los menores precios del crudo y por el impacto del debilitamiento del dólar frente al euro sobre las cuentas comerciales en dólares.

Información sobre el período medio de pago a proveedores en España:

La información relativa al período medio de pago (PMP) a proveedores en operaciones comerciales en España se presenta a continuación de acuerdo con lo establecido en la legislación aplicable.

Período medio de pago	Días	
	2025	2024
Período medio de pago a proveedores (PMP) ⁽¹⁾	27	31
Ratio de operaciones pagadas ⁽²⁾	27	31
Ratio de operaciones pendientes de pago ⁽³⁾	28	26
	Importe (millones de euros)	
Total pagos realizados	15.994	14.445
Total pagos realizados dentro del plazo legal ⁽⁴⁾	15.503	14.063
Total pagos pendientes	1.040	916
	Facturas	
Número de facturas dentro del plazo legal ⁽⁵⁾	1.151.488	1.067.219

⁽¹⁾ PMP= ((Ratio operaciones pagadas * importe total pagos realizados) + (Ratio operaciones pendientes de pago* importe total pagos pendientes)) / (Importe total de pagos realizados + importe total pagos pendientes). El PMP a proveedores máximo legal establecido en las disposiciones transitorias de la Ley 15/2010 (modificada a través de la disposición final segunda de la Ley 31/2014) es de 60 días.

⁽²⁾ Σ (Número de días de pago * importe de la operación pagada) / Importe total de pagos realizados.

⁽³⁾ Σ (Número de días pendientes de pago * importe de la operación pendiente de pago) / Importe total de pagos pendientes.

⁽⁴⁾ Representa un 97% (97% en 2024) sobre el total de los pagos a proveedores.

⁽⁵⁾ Representa un 95% (97% en 2024) sobre el total de las facturas de proveedores.

(24) Compromisos y garantías

24.1 Compromisos contractuales

Los compromisos consisten en obligaciones incondicionales futuras, es decir no cancelables o, si lo son, sólo bajo determinadas circunstancias, por acuerdos comerciales. Estos compromisos han sido cuantificados con las mejores estimaciones de Repsol, utilizando, en caso de no estar fijados contractualmente, precios y otras variables que son consistentes con las consideradas en el cálculo del valor recuperable de los activos (ver Notas 3 y 6).

A 31 de diciembre de 2025, los principales compromisos firmes de compras, inversión o gasto del Grupo son los siguientes:

Compromisos contractuales	2026	2027	2028	2029	2030	Siguientes	Total
<i>Millones de euros</i>							
Compromisos de compra:	9.383	1.318	1.322	1.240	1.247	12.225	26.735
Gas natural ⁽¹⁾⁽³⁾	1.577	1.080	1.063	1.058	1.077	11.105	16.960
Crudo y otros ⁽²⁾⁽³⁾	7.806	238	259	182	170	1.120	9.775
Compromisos de inversión ⁽⁴⁾	934	303	119	69	22	57	1.504
Prestación de servicios ⁽⁵⁾	254	225	151	52	34	62	778
Compromisos de transporte ⁽⁶⁾	237	158	131	97	71	209	903
TOTAL	10.808	2.004	1.723	1.458	1.374	12.553	29.920

⁽¹⁾ Fundamentalmente incluye compromisos de compra de gas natural licuado (GNL) en Norteamérica (con cláusulas "take or pay"), que califican contablemente de "uso propio". Los compromisos en firme a largo plazo de compra y venta de gas y crudo se analizan con el fin de determinar si los mismos se corresponden con las necesidades de aprovisionamiento o comercialización de la actividad normal del Grupo ("uso propio"), o si, por el contrario, constituyen un derivado y deben ser valorados y contabilizados de acuerdo con los criterios establecidos en la NIIF 9 (ver Nota 14).

⁽²⁾ Incluye principalmente los compromisos de compra de productos para el funcionamiento de las refinerías en España, así como los compromisos correspondientes a contratos de compra de crudo con el grupo PEMEX, Trafigura Trading LLC, State Organization for Marketing of Oil (SOMO), con el grupo Repsol Sinopec Brasil, con Saudi Arabian Oil Company, con Sonatrach y con Sinochem International Oil (London), algunos de ellos de renovación anual, venciendo la mayor parte de ellos en 2026. Adicionalmente incluye compromisos de compra de electricidad en España.

⁽³⁾ Los volúmenes comprometidos de crudo y gas se indican a continuación:

Compromisos de compra	Unidad de medida	2026	2027	2028	2029	2030	Siguientes	Total
Crudo y líquidos	kbbl	104.208	210	205	—	—	—	104.623
Gas natural:								
Gas natural	Tbtu	144	8	5	—	—	—	157
Gas natural licuado	Tbtu	214	169	166	166	166	1.589	2.470

⁽⁴⁾ Incluye principalmente compromisos de inversión en España, EE.UU., Argelia, Portugal, Libia y Chile por importe de 676, 326, 291, 49, 44 y 34 millones de euros, respectivamente. En 2025 incluye la extensión de las operaciones por 25 años en el Bloque 405a, en Argelia.

⁽⁵⁾ Incluye principalmente compromisos para desarrollos tecnológicos por importe de 343 millones de euros.

⁽⁶⁾ Incluye fundamentalmente los compromisos de transporte de hidrocarburos en Norteamérica y Perú por importe aproximado de 631 millones de euros.

24.2 Garantías

En el curso de sus negocios, Repsol asume garantías de diversa naturaleza y contenido, por obligaciones de terceros ajenos al Grupo o de compañías cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados (negocios conjuntos y asociadas).

Las garantías no pueden considerarse como una salida cierta de recursos frente a terceros, ya que la mayoría de ellas se espera que llegarán a su vencimiento sin que se materialice ninguna obligación de pago. A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales consolidadas, la probabilidad de que se produzca un impacto significativo por un incumplimiento que suponga responder de los compromisos asumidos es remota.

A 31 de diciembre de 2025, las garantías por cumplimiento de obligaciones más significativas son las correspondientes:

- a las obligaciones por desmantelamiento de Neo Next en el Mar del Norte, por un importe de 882 millones de libras.
- al alquiler de tres plataformas flotantes de producción para el desarrollo del campo BMS 9 en Brasil. El Grupo ha emitido las siguientes garantías: (i) una por 277 millones de dólares, correspondiente al 100% de las obligaciones de Repsol Sinopec Brasil (ver Nota 18), por la que Repsol dispone de una contragarantía de China Petrochemical Corporation por el 40% de participación de ésta en RSB, y (ii) dos adicionales, de 299 millones y 256 millones de dólares, correspondientes al 60% de participación de Repsol E&P, S.à r.l. en RSB. Los importes garantizados se reducen anualmente hasta 2036 fecha de finalización de los contratos.

Adicionalmente, en línea con la práctica general de la industria, el Grupo otorga garantías y compromisos de indemnizar por obligaciones surgidas en el curso ordinario de sus negocios y actividades, así como por las eventuales responsabilidades de sus actividades, incluidas las de naturaleza medioambiental y aquellas otorgadas en la venta de activos.

Las garantías otorgadas en el curso ordinario de la actividad corresponden a un número limitado de garantías por importe de 219 millones de euros. En Venezuela existe una garantía indeterminada otorgada a favor de Cardón IV para cubrir el compromiso de suministro de gas hasta 2036 a PDVSA; en sentido contrario PDVSA ha otorgado una garantía a Cardón IV que cubre los derechos de cobro por el compromiso de suministro; también el Grupo ha otorgado una garantía a favor de la República de Venezuela para cubrir las obligaciones contraídas en el desarrollo de activos de gas en el país.

Las garantías de naturaleza medioambiental se formalizan en el curso normal de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos, siendo remota la probabilidad de ocurrencia de las eventualidades cubiertas y sus cuantías no determinables.

Las garantías vivas por ventas de activos, otorgadas conforme a la práctica general de la industria, son poco significativas. Destaca la otorgada en la venta de activos de GNL a Shell en 2015.

(25) Combinaciones de negocios

Adquisición de ConnectGen

En marzo de 2024 se completó la compra del 100% del subgrupo de energías renovables ConnectGen LLC, con una cartera de proyectos de 20 GW y capacidades de desarrollo a Quantum Capital Group, por un precio de 796 millones de dólares (unos 734 millones de euros) desembolsados en 2024.

A 31 de diciembre de 2025 la contabilización de esta combinación de negocios es definitiva, una vez ha finalizado el periodo de doce meses desde la adquisición previsto en la NIIF 3 "Combinaciones de negocios", sin que se hayan producido cambios significativos en la valoración de los activos y pasivos adquiridos (activos netos de 692 millones de euros), ni en el fondo de comercio reconocido por diferencia entre el precio de adquisición de los negocios adquiridos y el valor razonable de los activos y pasivos que se registran (42 millones de euros).

FLUJOS DE EFECTIVO

(26) Flujos de efectivo

26.1 Flujos de efectivo de las actividades de explotación

Durante 2025 el flujo de efectivo procedente de las actividades de explotación ha ascendido a 5.365 millones de euros frente a los 4.965 millones de euros de 2024. La composición del epígrafe "Flujos de efectivo de las actividades de explotación" del estado de flujos de efectivo es la siguiente:

Flujos de efectivo de las actividades de explotación	Notas	Millones de euros	
		2025	2024
Resultado antes de impuestos		2.817	2.172
Ajustes al resultado:		2.495	3.880
Amortización del inmovilizado	3, 16 y 17	2.439	2.932
Provisiones de explotación y pérdidas por deterioro	6, 15.3, 16, 17 y 20	164	1.246
Resultado por enajenación de activos	5.7	(14)	(2)
Resultado financiero	7	(55)	212
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	18	(53)	(439)
Otros ajustes (netos)		14	(69)
Cambios en el capital corriente:		607	(8)
(Incremento)/Decremento de cuentas a cobrar	22	286	(666)
(Incremento)/Decremento de existencias	21	172	(422)
(Incremento)/Decremento de cuentas por pagar	23	149	1.080
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(554)	(1.079)
Cobros de dividendos		93	328
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾		(312)	(51)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación ⁽²⁾		(335)	(1.356)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		5.365	4.965

⁽¹⁾ Para más información de la contribución fiscal del Grupo véase el apartado 4.4 y apartado 5 del Anexo IV del Informe de Gestión consolidado 2025.

⁽²⁾ Incluye principalmente los pagos por aplicación de provisiones (ver Nota 20). En 2024 incluía el pago de 986 millones de euros por el acuerdo para resolver el procedimiento arbitral con Sinopec ("Otros pagos de las actividades de explotación").

En 2025, el flujo de efectivo procedente de las actividades de explotación ha ascendido a 5.365 millones de euros, frente a los 4.965 millones de euros en 2024, en el que se pagaron 986 millones de euros por el acuerdo para resolver el procedimiento arbitral con Sinopec ("Otros pagos de las actividades de explotación"). Adicionalmente, en 2025 destacan los mayores resultados, junto con una reducción en 607 millones de euros del fondo de maniobra ("Cambios del capital corriente"), principalmente por la disminución de las existencias y cuentas a cobrar de los negocios industriales, debido a los menores precios del crudo.

26.2 Flujos de efectivo de las actividades de inversión

	Nota	Millones de euros	
		2025	2024
Pagos por inversiones:	16,17 y 18	(12.747)	(8.018)
Empresas del grupo y asociadas y préstamos a participadas		(413)	(1.142)
Inmovilizado material, intangible y otros		(3.746)	(5.106)
Otros activos financieros		(8.588)	(1.770)
Cobros por desinversiones:		6.827	5.053
Empresas del grupo y asociadas y préstamos a participadas		685	368
Inmovilizado material, intangible y otros		317	524
Otros activos financieros		5.825	4.161
Otros flujos de efectivo de las actividades de inversión		147	271
FLUJOS DE EFECTIVO DE INVERSIÓN		(5.773)	(2.694)

NOTA: En 2025 la compañía ha modificado los criterios para asignar por subepígrafe determinados pagos y cobros por inversiones. En concreto, los subepígrafes "otros activos financieros" se limitan exclusivamente a los cobros y pagos asociados a la realización y cancelación de inversiones financieras con terceros ajenos al Grupo, reasignando el resto de flujos a otros subepígrafes. En concreto, los flujos por concesión o devolución de préstamos otorgados a entidades registradas por el método de la participación pasan a incluirse en el epígrafe "Empresas del grupo y asociadas y préstamos a participadas" y los flujos asociados a otros activos no corrientes pasan a incluirse en el epígrafe "Inmovilizado material, intangible y otros". La información comparativa se ha reexpresado para reflejar este cambio, habiéndose reducido el saldo de los subepígrafes "pagos por inversiones en otros activos financieros" y "cobros por desinversiones en otros activos financieros" en 526 millones de euros y 186 millones de euros, respectivamente. Los importes totales de pagos y cobros por inversiones no sufren modificación.

En 2025, el flujo de efectivo procedente de las actividades de inversión refleja una salida neta de caja de 5.773 millones de euros.

Los pagos por inversiones en "Empresas del grupo, asociadas y préstamos a participadas" (413 millones de euros), reflejan fundamentalmente el pago por la adquisición de Bunge Ibérica y Unioil Lubricants (ver Nota 18).

Los pagos por inversiones en "Inmovilizado material, intangible y otros" (3.746 millones de euros) disminuyen respecto al ejercicio anterior por el menor esfuerzo inversor en el desarrollo de proyectos renovables (EE.UU. y España) de GBC, así como por las menores inversiones en Exploración y Producción, principalmente en EE.UU. y por desinversiones. Igualmente se reflejan como menores pagos por inversiones los fondos recibidos de administraciones públicas para desarrollar dos electrolizadores en los complejos industriales de Cartagena y Bilbao (ver nota 19).

Los cobros por desinversiones en "Empresas del grupo, asociadas y préstamos a participadas" (685 millones de euros) y en "Inmovilizado material, intangible y otros" (317 millones de euros) incluyen fundamentalmente la venta a Stonepeak de una participación del 46,3% en la sociedad Pecos Renewables Norteamérica, LLC (ver Nota 18), por importe de 267 millones de euros, además de la desinversión en sociedades y activos del segmento de Exploración y Producción en Indonesia (ver Nota 17) por 335 millones de euros y Colombia (ver Nota 19) por 253 millones de euros.

Los cobros y pagos en "Otros activos financieros" (2.763 millones de euros netos) se explican por la constitución y cancelación de depósitos y las aportaciones a fondos de inversión en el periodo, cuyo volumen aumenta significativamente con respecto a 2024.

Por último, los cobros netos en "Otros flujos de efectivo de las actividades de inversión" (147 millones de euros), corresponden principalmente a los intereses cobrados por la remuneración de la liquidez del Grupo y por los préstamos otorgados a empresas participadas.

Para más información véanse los apartados 4 y 5 del Informe de Gestión consolidado 2025.

26.3 Flujos de efectivo de las actividades de financiación

Durante 2025, el flujo de efectivo procedente de las actividades de financiación ha supuesto un pago neto de 864 millones de euros frente al pago de 1.641 millones de euros en 2024. Incluye la emisión neta de instrumentos de deuda (programas de bonos y de papel comercial, ver Nota 12 Recursos financieros), la inversión en autocartera (programas de recompra de acciones y reducción de capital), los desembolsos por el servicio de la deuda y dividendos (ver Nota 11 Patrimonio neto) y los flujos de caja derivados de operaciones con socios minoritarios.

A continuación, se desglosa el movimiento de los pasivos derivados de las actividades de financiación en 2025:

Flujos de efectivo de las actividades de financiación 2025	Millones de euros					
	2024	2025				Saldo Final ⁽¹⁾
	Saldo Inicial ⁽¹⁾	Flujos de efectivo	Flujos distintos de efectivo			
Efecto tipo de cambio			Cambios en VR	Otros		
Deudas con entidades de crédito	1.944	560	(97)	(10)	86	2.483
Obligaciones y otros valores negociables	6.452	(17)	(27)	(2)	148	6.554
Derivados financieros (pasivo)	188	(1.134)	4	1.124	2	184
Préstamos ⁽²⁾	184	(14)	(68)	—	1.205	1.307
Otros pasivos financieros ⁽³⁾	5	169	—	—	(168)	6
Pasivos por arrendamiento financiero	3.605	(760)	(266)	—	315	2.894
Total pasivos actividades de financiación (ver Nota 12)	12.378	(1.196)	(454)	1.112	1.588	13.428
Derivados financieros (activo)	(209)	956	(85)	(809)	2	(145)
Otros ⁽⁴⁾		(624)				
Total Flujos de efectivo de las actividades de financiación		(864)				

⁽¹⁾ Correspondiente al saldo corriente y no corriente del balance de situación.

⁽²⁾ En otros incluye principalmente el pasivo financiero contraído para atender los compromisos de desmantelamiento en el Mar del Norte, asociado a la joint venture NEO NEXT constituida en Reino Unido (ver Nota 18).

⁽³⁾ Incluye la aportación recibida de JP Morgan (JPM) por el tax equity híbrido para el proyecto Outpost en EE.UU. que incluye los créditos fiscales a la producción (PTC) del proyecto solar por importe de 169 millones de euros, y su posterior reclasificación como pasivo mantenido para la venta por el acuerdo con Stonepeak (ver Nota 19).

⁽⁴⁾ Incluye "Pagos por remuneraciones de accionistas y otros instrumentos de patrimonio" por importe de -1.197 millones de euros, "Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio" por importe de 26 millones de euros, "Operaciones con minoritarios" por importe de 562 millones de euros, incluyendo estos últimos la caja obtenida por los saldos pendientes de cobro (654 millones de euros) por la venta del 25% del segmento de Exploración y Producción y el cobro por la venta sin pérdida de control del 49% de una cartera de activos renovables eólicos y solares en España (400 MW) a Schroders Greencoat (104 millones de euros) (ver Nota 11.5).

A continuación, se desglosa el movimiento de los pasivos derivados de las actividades de financiación en 2024:

Flujos de efectivo de las actividades de financiación 2024

Millones de euros

	2023		2024				Saldo Final ⁽¹⁾
	Saldo Inicial ⁽¹⁾	Flujos de efectivo	Flujos distintos de efectivo				
			Efecto tipo de cambio	Cambios en VR	Otros		
Deudas con entidades de crédito	1.399	510	30	8	(3)	1.944	
Obligaciones y otros valores negociables	5.949	432	(39)	—	110	6.452	
Derivados financieros (pasivo)	162	(748)	71	696	7	188	
Préstamos	243	(84)	12	—	13	184	
Otros pasivos financieros	939	(9)	17	—	(942)	5	
Pasivos por arrendamiento financiero	2.971	(732)	134	—	1.232	3.605	
Total pasivos actividades de financiación (ver Nota 12)	11.663	(631)	225	704	417	12.378	
Derivados financieros (activo)	(69)	790	1	(924)	(7)	(209)	
Otros ⁽²⁾		(1.800)					
Total Flujos de efectivo de las actividades de financiación		(1.641)					

⁽¹⁾ Correspondiente al saldo corriente y no corriente del balance de situación.

⁽²⁾ Incluye, principalmente, "Pagos por remuneraciones de accionistas y otros instrumentos de patrimonio" por importe de -1.153 millones de euros, "Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio" por importe de -850 millones de euros y "Operaciones con minoritarios" por importe de 203 millones de euros.

En suma, el Efectivo y equivalentes de efectivo ha disminuido en 1.497 millones de euros respecto a 31 de diciembre de 2024 hasta alcanzar los 3.261 millones de euros, que forman parte de la Liquidez del Grupo (ver Nota 15 Riesgos financieros).

OTRA INFORMACIÓN

(27) Riesgos geopolíticos

Repsol está expuesta a riesgos derivados de circunstancias económicas, sociales o políticas singulares que pueden presentarse en determinados países (cambios regulatorios inesperados, alta volatilidad del tipo de cambio, altos niveles de inflación, posibilidad de crisis económico-financieras o situaciones de inestabilidad política o de tensiones sociales y disturbios públicos...) y que podrían tener un impacto negativo en sus negocios.

De acuerdo con las clasificaciones contenidas, entre otros, en el *Country Risk Rating de IHS Global Insight*, los principales países en los que el Grupo Repsol está expuesto a un especial riesgo geopolítico son Venezuela, Bolivia, Argelia y Libia.

Incertidumbre en el contexto geopolítico global

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales consolidadas, existe un alto grado de incertidumbre sobre la evolución en el contexto geopolítico y geoeconómico.

- Aranceles que está reconfigurando el comercio global. El 2 de abril de 2025, el gobierno estadounidense impuso aranceles a las importaciones de un gran número de países, incluyendo la Unión Europea y China. Poco después, se concedió una prórroga, primero de 90 días, y luego mayor, para dar tiempo a las negociaciones bilaterales. La reacción de los mercados, inicialmente adversa, luego ha sido mas favorable, en gran medida por las exenciones anunciadas, por entender que a corto plazo el efecto que domina en Estados Unidos es el de mayor recaudación y un mecanismo de negociación, ya que la mayoría de países prefirió negociar sus condiciones y concesiones antes que iniciar una guerra comercial. La excepción fue China, que decidió tomar una postura agresiva, incluyendo importantes restricciones a la exportación de las tierras raras. Recientemente Estados Unidos y China han acordado una tregua que reduce algo los aranceles bilaterales y aplaza por un año algunas restricciones, incluida la de tierras raras, pero que no aborda las tensiones estructurales, por lo que a futuro cabe esperar nuevos episodios de inestabilidad. En julio de 2025, Estados Unidos y la Unión Europea han alcanzado un acuerdo marco por el cual Estados Unidos ha impuesto un arancel general del 15% sobre la mayoría de las importaciones europeas, aunque con condiciones diferenciadas. Para que el acuerdo pudiera avanzar, la UE se ha comprometido a importar hasta 750.000 millones de dólares en productos energéticos estadounidenses durante un período de tres años, incluyendo GNL, petróleo, productos refinados y tecnología nuclear. También existe un compromiso para que la UE invierta 600.000 millones de dólares adicionales en la economía estadounidense hasta 2028.
- Otras implicaciones de los aranceles: El Tribunal Supremo de EE.UU. está debatiendo la constitucionalidad de algunos de los aranceles implementados por motivos de seguridad nacional (IEEPA y fentanilo). En todo caso, una posible revocación de esos aranceles no eliminaría la incertidumbre arancelaria; Al contrario, podría ampliarla ya que se buscarían sustituir por nuevos aranceles bajo otras secciones y, en todo caso, las tarifas acabarían seguramente quedando en niveles mucho más elevados que los previos a 2025. Por otro lado, en EE.UU., los aranceles parecen haber ejercido una presión al alza sobre la inflación menor a la anticipada, pero puede que no hayamos visto todo el traslado. Mientras, en la eurozona los aranceles de EE.UU. podrían generar efectos desinflacionarios debido a la apreciación del euro y a una mayor presión competitiva derivada del desvío de las exportaciones chinas.
- Tensiones geopolíticas y perturbaciones comerciales. Los conflictos persistentes en Oriente Medio y Ucrania, junto con los ataques continuados a las rutas comerciales marítimas del mar Rojo, han venido alterando las cadenas de suministro mundiales y aumentando la volatilidad de los precios de la energía en los últimos años. En este contexto, hacia finales de 2025 se ha observado una cierta distensión de las tensiones geopolíticas a escala global que ha contribuido a una moderación de los precios, impulsada, en primer lugar, por el alto el fuego alcanzado entre Israel y Hamás en octubre y, en segundo término, por la intervención de EE.UU. para promover un acuerdo de paz entre Rusia y Ucrania (que, a la fecha de publicación de este documento, aún no se ha materializado). No obstante, la incertidumbre continúa siendo elevada, especialmente en relación con la evolución en países exportadores clave como Venezuela, Irán e incluso Rusia, cuyos acontecimientos podrían reintroducir episodios de volatilidad en el mercado. Asimismo, las restricciones comerciales - incluidas las limitaciones a la exportación de determinados insumos o tecnologías- y el aumento de la incertidumbre política global siguen planteando riesgos significativos para los mercados de materias primas y los flujos de inversión.
- Divergencia de la política monetaria. Si bien la inflación y los tipos de interés se están moderando en muchas de las principales economías, los aranceles, junto con cambios estructurales como la adopción de la Inteligencia Artificial (IA), están generando divergencias regionales en las dinámicas de inflación y actividad. En este contexto, un escenario posible es que el proceso de normalización monetaria en Estados Unidos sea más lento y gradual de lo anticipado por el mercado, manteniéndose los tipos de interés en niveles relativamente elevados durante un periodo prolongado. Adicionalmente, las crecientes presiones políticas podrían desencadenar en unas mayores de inflación y una mayor volatilidad en los mercados financieros. Este entorno podría prolongar un endurecimiento de las condiciones financieras mundiales, elevar los costes de financiación de empresas y gobiernos y provocar salidas de capital de economías más vulnerables, con consecuencias adversas en liquidez, tipos de cambio y estabilidad financiera.
- Riesgos para la estabilidad financiera. Además de la dimensión monetaria ya mencionada, existen otros riesgos financieros de naturaleza más estructural. En primer lugar, el fuerte posicionamiento hacia segmentos vinculados a la IA o tecnología avanzada podría derivar en una corrección abrupta si las expectativas de crecimiento se moderan. En segundo lugar, un cambio brusco del sentimiento en los mercados podría amplificar márgenes de crédito y desatar presión sobre activos "carry-trade" o refugio. En tercer lugar, el ecosistema de *criptoactivos* y *stablecoins* representa un vector de riesgo cada vez más relevante tanto para la estabilidad financiera como para la soberanía monetaria.

- Desaceleración económica y demanda de materias primas en China. China sigue padeciendo debilidades persistentes en el sector inmobiliario y una débil confianza del consumidor. Además, las tensiones comerciales con EE.UU. podrían afectar significativamente a su economía. Una menor demanda de China podría afectar a los precios de las materias primas, mientras que las persistentes tensiones financieras en su sector inmobiliario pueden tener efectos colaterales más amplios.

Estos acontecimientos han generado una volatilidad sustancial en los mercados financieros y energéticos globales que han afectado a las actividades y resultados de los negocios de la Compañía, cuya explicación y detalle se encuentra en el apartado 4.1 "Resultados" del Informe de Gestión consolidado de 2025. Resulta difícil predecir en qué medida y durante cuánto tiempo afectarán en el futuro esta situación de volatilidad, ni si se producirá una fase recesiva del ciclo económico global.

Venezuela

Presencia en el país

Repsol está presente en Venezuela desde 1993 y, actualmente, realiza sus actividades a través de sus participaciones en entidades licenciatarias de gas (Cardón IV y Quiriquire Gas) y en empresas mixtas de crudo (Petroquiriquire y Petrocarabobo), (para más detalle ver Nota 18).

Durante 2025 la producción neta media de Repsol en Venezuela ha alcanzado los 71,3 miles de barriles equivalentes de petróleo día (67 miles de barriles equivalentes de petróleo al día en 2024).

Contexto económico

La cotización de la divisa venezolana frente al euro a 31 de diciembre de 2025 es de 354,493 Bs/€ versus 54,106 Bs/€ a 31 de diciembre de 2024 (tipo de cambio SIMECA⁴³). La devaluación del bolívar no ha tenido un impacto significativo en los estados financieros del Grupo, dado que la moneda funcional de la mayoría de sus filiales en el país es el dólar americano⁴⁴. El PIB⁴⁵ ha aumentado en un 0,5% en 2025 y la inflación sigue siendo muy alta, alcanzando un 270%⁴⁶ en 2025 y se prevé una inflación superior al 650% para 2026.

Acontecimientos relevantes en el periodo

La situación en el país por los hechos ocurridos durante el ejercicio 2025 y las primeras semanas de 2026 generan incertidumbre sobre el desarrollo de los negocios del Grupo.

El 21 de mayo de 2024 la OFAC concedió a Repsol una Licencia Específica que permitía a la Compañía continuar sus operaciones en Venezuela en un marco de seguridad y estabilidad para el desarrollo de sus planes de negocio. Sin embargo, el 28 de marzo de 2025, la OFAC revocó la Licencia Específica y emitió una Licencia de Liquidación que autorizaba al Grupo a realizar las transacciones ordinarias, incidentales y necesarias para la liquidación de las operaciones previamente autorizadas hasta el 27 de mayo de 2025.

En 2025 se ha mantenido la crisis política y económica en el país, influenciada por las sanciones impuestas por EE.UU. a PDVSA y al Gobierno de Venezuela. Durante el último trimestre del año, la situación se agudizó tras las actividades militares desplegadas por EE.UU. en el Caribe en el marco del programa de lucha antinarcóticos.

El 5 de enero de 2026, Delcy Rodríguez ha prestado juramento y ha tomado posesión como presidenta encargada ante la Asamblea Nacional, de acuerdo con la sentencia del 3 de enero emitida por el Tribunal Supremo de Justicia venezolano, que ha declarado la ausencia forzosa del presidente. Delcy Rodríguez era hasta dicha fecha, la Vicepresidenta del país y Ministra del Petróleo.

El 7 de enero de 2026, el Secretario de Estado de EE.UU. presentó un plan estratégico para Venezuela dividido en tres fases principales (estabilización, recuperación económica y transición política), indicando que este proceso podría durar años. Asimismo, el Secretario de Energía de EE.UU. ha anunciado que la comercialización del crudo venezolano se realizará bajo supervisión estadounidense, todos los ingresos por ventas se depositarán en cuentas controladas por EE.UU. y que dichos fondos se usarán en beneficio de los ciudadanos estadounidenses y venezolanos, a criterio del gobierno de EE.UU.

El 29 de enero de 2026, la Asamblea Nacional ha aprobado por unanimidad la reforma parcial de la Ley Orgánica de Hidrocarburos que incluye tres grandes áreas de modificación de la ley: i) incorporación de "modelos exitosos de negocio" de la ley antibloqueo; ii) se proponen mecanismos para garantizar la viabilidad de proyectos que por sus características técnicas o económicas requieren de consideraciones especiales (ej. Campos no desarrollados); y iii) se propone aumentar las garantías jurídicas para la inversión, incorporando la posibilidad de acudir a mecanismos de mediación y arbitraje independientes.

Adicionalmente, el 29 de enero 2026, la OFAC ha emitido la General License 46, posteriormente sustituida por la GL 46A (GL46A) que autoriza transacciones necesarias e incidentales enfocadas en la comercialización del crudo de origen venezolano (también el refinado) incluidas aquellas que involucren al Gobierno de Venezuela, a Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), o a cualquier entidad en la que PDVSA posea, directa o indirectamente, una participación igual o superior al 50 % (PDVSA Entities) siempre que las realice una "established U.S. entity" y se cumplan condiciones de ley/foro de EE.UU. y se depositen en un fondo controlado por EE.UU. los pagos monetarios a una persona bloqueada; salvo el pago de impuestos locales, permisos o tasas; fija prohibiciones específicas (p. ej., términos de pago no razonables, "debt swaps", oro, cripto del Gobierno de Venezuela) y exige reportes al Departamento de Estado y Energía cuando el crudo se destine a países distintos de EE.UU. Asimismo, el 3 de febrero

⁴³ Tipo de cambio de referencia SIMECA (Sistema del Mercado Cambiario).

⁴⁴ La moneda funcional de Quiriquire Gas es el bolívar (el valor neto contable de la inversión es nulo, por lo que cualquier efecto derivado de la conversión a euros no es significativo).

⁴⁵ Fuente: Estimado del Fondo Monetario Internacional.

⁴⁶ Valores estimados según FMI (World Economic Outlook octubre 2025) para 2025 y el Índice Nacional de Precios de la Asamblea Nacional (INPCAN) para 2024.

de 2026 la OFAC ha emitido la General License 47 (GL47), que autoriza a cualquier persona a realizar las transacciones necesarias e incidentales para la exportación, reexportación, venta, suministro, almacenamiento, comercialización, entrega y transporte de diluyentes de origen estadounidense en Venezuela, incluyendo aquellas que involucren al Gobierno de Venezuela, PDVSA y PDVSA Entities.

El 10 de febrero de 2026, la OFAC ha emitido: i) la General License 48 (GL48), que autoriza a cualquier persona estadounidense a realizar las transacciones necesarias e incidentales para el suministro desde EE.UU. de bienes, tecnología, software y servicios destinados a la exploración, desarrollo o producción de petróleo y gas en Venezuela, incluidas aquellas que involucren al Gobierno de Venezuela, PDVSA y PDVSA Entities, siempre que los contratos con estas contrapartes se rijan por ley estadounidense, establezcan la resolución de controversias en EE.UU., y que cualquier pago monetario a personas bloqueadas se realice en los Foreign Government Deposit Funds (FGDF) u otras cuentas designadas por el Departamento del Tesoro. La GL48 también autoriza actividades necesarias para el mantenimiento y operación de las instalaciones de petróleo y gas en Venezuela, incluyendo la reparación o reacondicionamiento de equipos, pero mantiene prohibiciones estrictas tales como el pago de términos comercialmente no razonables, "debt swaps", pagos en oro, criptoactivos emitidos por el Gobierno venezolano, transacciones con personas o entidades de Rusia, Irán, Corea del Norte, Cuba o China, el uso de buques bloqueados, la creación de nuevas empresas mixtas y cualquier exportación o reexportación de diluyentes hacia Venezuela; y, ii) la General License 30B (GL30B) que autoriza todas las transacciones necesarias e incidentales para la operación y uso de puertos y aeropuertos en Venezuela, incluyendo aquellas que involucren al Gobierno de Venezuela y al Instituto Nacional de los Espacios Acuáticos (INEA) o sus entidades dependientes, siempre que dichas actividades sean estrictamente las requeridas para mantener en funcionamiento la infraestructura portuaria y aeroportuaria del país.

El 13 de febrero de 2026, OFAC ha emitido la GL49, que autoriza la negociación y firma de contratos contingentes para nuevas inversiones en petróleo y gas en Venezuela, incluidas con el Gobierno, PDVSA y PDVSA entities siempre que su ejecución quede sujeta a autorización separada de OFAC. Cubre actuaciones preparatorias de due diligence comercial, jurídica, técnica, de seguridad y medioambiental. El mismo día, OFAC ha publicado la GL50, que autoriza operaciones del sector de petróleo y gas en Venezuela, incluso cuando involucren al Gobierno de Venezuela, a PDVSA, a las entidades incluidas en el Anexo (y sus filiales), entre las que figura Repsol, S.A. Esta autorización queda sujeta, entre otras, a las siguientes condiciones: sometimiento a la ley y al fuero de EE. UU. en los contratos; canalización de los pagos adeudados a personas bloqueadas (salvo tributos locales) a los *Foreign Government Deposit Funds* u otras cuentas designadas por el Departamento del Tesoro; y prohibición de términos de pago no razonables, "debt swaps" y pagos en oro o en criptoactivos por parte del Gobierno de Venezuela. En ambas Licencias se prohíben transacciones con buques bloqueados; operaciones con personas ubicadas en Rusia, Irán, Corea del Norte, Cuba o China o entidades por ellas controladas o en "joint venture"; además, hay reportes a State/DOE a los 10 días de la primera transacción y cada 90 días mientras continúen.

Ante este contexto, Repsol sigue de cerca la evolución política e institucional del país, manteniendo contacto directo con la Administración estadounidense y venezolana, en un esfuerzo por adecuar el alcance de las actividades autorizadas de Repsol en Venezuela contribuyendo al desarrollo energético del país y adoptando las medidas necesarias con pleno respeto a la normativa internacional de sanciones aplicable. En este sentido, desde el cierre del ejercicio hasta la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales consolidadas, se han producido diversos acontecimientos que podrían tener impacto futuro sobre las operaciones y activos de Repsol en el país, especialmente el relativo a la nueva licencia general del 13 de febrero que autoriza a Repsol a realizar transacciones con el Gobierno de Venezuela o entidades del grupo PDVSA relacionadas con el sector de petróleo y gas en Venezuela. Para la aplicación efectiva de estas licencias y, por tanto, la determinación de su alcance e impacto sobre los activos de Repsol en Venezuela, será necesario el sometimiento de los contratos a la ley y al fuero de EE.UU. entre otras disposiciones, y la negociación y concreción, conforme a lo establecido en la reforma parcial de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, de determinados términos relevantes con el gobierno de Venezuela y/o PDVSA, que entre otros aspectos establece un plazo de hasta 180 días para la adecuación de los modelos contractuales. Por tanto, al tratarse de nuevas licencias y no una reactivación de las licencias anteriores, no se han modificado las hipótesis utilizadas al cierre del ejercicio para la evaluación de la recuperabilidad de la exposición patrimonial en Venezuela en el Grupo Repsol.

Exposición patrimonial y deuda pendiente de cobro

La exposición patrimonial⁴⁷ total de Repsol en Venezuela a 31 de diciembre de 2025 asciende a 276 millones de euros (504 millones de euros a 31 de diciembre de 2024), que incluye fundamentalmente las cuentas a cobrar con PDVSA de Repsol Exploración, S.A., la financiación otorgada a Petroquiriquire y la inversión en Cardón IV, S.A. y en Petroquiriquire, S.A., según el siguiente detalle:

Exposición Patrimonial		2025			2024
		Deuda/ Inversión	Deterioro	Saldo	Saldo
Millones de euros	Nota				
Otros activos no corrientes ⁽¹⁾	19	2.650	(2.234)	416	485
Activos financieros no corrientes (financiación a Petroquiriquire, S.A.)	13.1	947	(568)	379	369
Inversiones contabilizadas por el método de la participación ⁽²⁾	18	(384)	—	(384)	(326)
Otros ⁽³⁾		(126)	(9)	(135)	(24)
TOTAL		3.087	(2.811)	276	504

NOTA: Adicionalmente, el Grupo tiene registradas diferencias de conversión acumuladas por importe de -103 millones de euros.

⁽¹⁾ Incluye principalmente cuentas comerciales por cobrar a PDVSA. También, incluye las cuentas por cobrar por intereses de mora por importe de 449 millones de euros, que se encuentran totalmente provisionadas.

⁽²⁾ Cardón IV, S.A. (50%), Petroquiriquire, S.A. (40%) y Petrocarabobo, S.A.(11%). Estos importes recogen cuentas por cobrar a PDVSA por importe neto de 161 millones de euros (937 millones de euros de deuda bruta y -776 millones de euros de provisión, incluyendo las cuentas por cobrar por intereses de mora por importe de 381 millones de euros, que se encuentran totalmente provisionadas).

⁽³⁾ Incluye cuentas a pagar a participadas; además incluye cuentas por cobrar a PDVSA por importe neto de 7 millones de euros (16 millones de euros de deuda bruta y -9 millones de euros de provisión). En 2024, incluye cuentas comerciales por cobrar a PDVSA a corto plazo (53 millones de euros, netas de deterioro).

⁴⁷ La exposición patrimonial corresponde al valor en el balance de situación del Grupo de los activos netos consolidados expuestos a los riesgos propios de los países sobre los que se informa.

En total, como deuda pendiente de cobro (incluyendo los intereses de mora de la deuda comercial, totalmente provisionados), existen cuentas comerciales con PDVSA por importe de (provisiones de 3.019 millones de euros) y financiación otorgada por importe de 947 millones de euros (provisiones de 568 millones de euros).

El Grupo realiza una evaluación de la recuperabilidad de sus inversiones, así como del riesgo de crédito sobre las cuentas a cobrar a PDVSA. Para evaluar las inversiones en este país es preciso utilizar determinadas hipótesis y asunciones (tales como los planes de desarrollo de los activos, el cumplimiento de los acuerdos firmados y la evolución del entorno) que implican juicios y estimaciones relevantes y sometidas a elevada incertidumbre (ver Notas 3.5, 15.3 y 18).

Respecto a los instrumentos financieros, el cálculo de la pérdida esperada se realiza considerando los escenarios de flujos de efectivo previstos para el negocio, ponderados por su probabilidad estimada. Se aplican tres escenarios de severidad (moderado, significativo y severo) con diferentes hipótesis e impactos económicos en los flujos de caja estimados. La probabilidad de ocurrencia de dichos escenarios se basa en la información histórica de defaults soberanos (Informe Moody's "Sovereign Default and recovery rates 1983-2024") y las expectativas de la Dirección. La estimación de los escenarios de los flujos de efectivo es consistente con los utilizados a efectos del cálculo del valor recuperable de los activos. La evaluación del deterioro por riesgo de crédito en Venezuela ha requerido realizar estimaciones sobre las implicaciones y la evolución de un entorno de elevada incertidumbre, lo que ha aconsejado contar con el contraste de un experto independiente para validar los juicios de la Dirección.

En 2025, el Grupo ha actualizado la valoración de sus inversiones contabilizadas por el método de la participación, de la financiación otorgada y de las cuentas por cobrar relacionadas con sus negocios en Venezuela. La actualización del perfil de riesgo de crédito de PDVSA y del entorno previsible de los negocios ha supuesto el reconocimiento en la cuenta de resultados del ejercicio de un deterioro de las cuentas comerciales por cobrar y de la financiación otorgada por importe de 116 millones de euros (ver Notas 5 y 7) y de una pérdida registrada como parte del resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación por importe de 452 millones de euros (415 millones de euros por cuentas comerciales y 37 millones de euros por deterioro de inmovilizado material (ver Notas 6 y 18).

Bolivia

El Grupo realiza actividades relacionadas con la exploración y producción de hidrocarburos en Bolivia desde el año 1994, participando a 31 de diciembre de 2025 en tres áreas contractuales, además de poseer una participación del 48,33% en el capital de la sociedad YPFB Andina, S.A.

Las reservas probadas netas estimadas a 31 de diciembre de 2025 ascienden a 44 millones de barriles equivalentes de petróleo. En torno al 56% de las mismas corresponden al campo en producción Margarita-Huacaya, que está situado en la zona sur de Bolivia, en los departamentos de Tarija y Chuquisaca. Repsol es la compañía operadora del proyecto con una participación del 37,5%, junto con Shell (37,5%) y Pan American Energy (25%). La producción neta media en Bolivia en 2025 ha alcanzado los 29,5 miles de barriles equivalentes de petróleo día (32,1 miles de barriles equivalentes de petróleo al día durante el mismo periodo de 2024).

La exposición patrimonial de Repsol en Bolivia a 31 de diciembre de 2025 asciende a 368 millones de euros (523 millones de euros a 31 de diciembre de 2024), que incluye principalmente el valor de los activos productivos -inmovilizado material y valor de la inversión por el método de la participación- a dicha fecha.

La presión social y las protestas (principalmente por transportistas, comerciantes y el sector sanitario) han aumentado en 2025 por la escasez de dólares, la incertidumbre en la provisión de combustibles y la inflación de alimentos y otros.

La caída de las reservas internacionales del Banco Central de Bolivia como consecuencia de los precios internacionales de los combustibles que deben ser importados (comercializados en el mercado local a precios subsidiados), y la disminución de la producción nacional, con la consecuente caída en la venta al exterior de gas natural (principal producto de exportación), es uno de los factores principales que ha generado escasez en la disponibilidad de divisas en el país y por lo tanto retrasos en los pagos a proveedores. Durante los años 2024 y 2025, el regulador financiero ha establecido medidas en el sistema bancario (comisiones aplicables a dólares americanos y otras monedas a transacciones en el exterior superiores a 1.000 dólares americanos), lo que refleja también el movimiento de divisas en el mercado paralelo. La inflación acumulada a 31 de diciembre asciende al 20% vs al 10% para el mismo periodo del 2024.

En medio de presiones políticas por la situación descrita, las Elecciones Presidenciales culminaron con la elección del Partido Demócrata Cristiano, lo implica un cambio de rumbo en la política y orientación del país hacia una economía de libre mercado.

Desde la posesión del nuevo gobierno a inicios del mes de noviembre de 2025, los anuncios y mensajes generan expectativas de medidas orientadas a la estabilización fiscal, la recuperación de liquidez y la normalización cambiaria, en este sentido, el Gobierno Nacional emitió los Decretos Supremos 5503, 5516 y 5517 que, entre otras medidas de ajuste macroeconómico, han retirado la subvención a los precios de combustibles líquidos del mercado interno (gasolina y diésel), haciendo un ajuste tendiente a la paridad de importación de los mismos. Si bien otras medidas de carácter estructural aún no han sido emitidas, los anuncios generales y los mencionados Decretos contribuyeron a una reducción sustancial del riesgo país y a la moderación del tipo de cambio paralelo.

Pese a la situación de inestabilidad política y económica, las operaciones del Grupo no se han visto afectadas de manera significativa.

Argelia

Repsol tiene presencia en Argelia desde 1973, actualmente a través de dos bloques en fase de producción *Reggane Nord* y Bloque 405a (con las licencias MLN, EMK y *Ourhoud*).

En 2024 el Consejo de Ministros argelino aprobó la extensión de las operaciones por 25 años con opción a 10 años adicionales en el Bloque 405a. En enero de 2025 se ha publicado en la Gaceta Oficial argelina (momento de su entrada en vigor).

Las reservas probadas netas estimadas a 31 de diciembre de 2025 ascienden a 20,3 millones de barriles equivalentes de petróleo. La producción neta media en Argelia en 2025 ha alcanzado los 9 miles de barriles equivalentes de petróleo al día provenientes de los bloques *Reggane Nord* y 405a (11 miles de barriles equivalentes de petróleo al día en 2024).

La exposición patrimonial de Repsol en Argelia a 31 de diciembre de 2025 asciende a 173 millones de euros (198 millones de euros a 31 de diciembre de 2024) e incluye fundamentalmente el inmovilizado material a dicha fecha.

Las relaciones diplomáticas y comerciales entre España y Argelia están normalizadas.

Libia

Repsol está presente en Libia desde los años 70, cuando inició las actividades exploratorias en la Cuenca de Sirte. A 31 de diciembre de 2025 Repsol dispone de derechos mineros en este país sobre dos áreas contractuales con actividades de exploración y producción situadas en la cuenca de Murzuq, conocidas como campo petrolero El Sharara, y cuyas reservas probadas estimadas netas a 31 de diciembre de 2025 asciende a 20,3 millones de barriles equivalentes de petróleo. La producción neta media de petróleo crudo de Repsol en Libia en 2025 ha ascendido a 39,8 miles de barriles de petróleo al día (27,0 miles de barriles de petróleo al día en 2024).

La exposición patrimonial de Repsol en Libia a 31 de diciembre de 2025 asciende a 300 millones de euros (312 millones de euros a 31 de diciembre de 2024) e incluye fundamentalmente el inmovilizado material a dicha fecha.

El país continúa fragmentado en dos administraciones: el Gobierno de Unidad Nacional (GNU) en el Oeste, reconocido por la ONU con sede en Trípoli y el Gobierno del Este con sede en Tobruk que mantiene su alianza con el Parlamento y el Ejército Nacional Libio, controlando la mayor parte del territorio desde Benghazí y siendo pieza clave en la seguridad y estabilidad de nuestras operaciones.

En 2025 no ha habido interrupciones de producción por situaciones geopolíticas, a pesar de que se han producido fuertes enfrentamientos armados entre milicias y situaciones de escasez de combustible, así como escasez de efectivo circulante en diversas partes del país.

(28) Operaciones con partes vinculadas

Repsol realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado. Las operaciones realizadas por Repsol, S.A. con las empresas de su Grupo, y por éstas entre sí, forman parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones. A los efectos de esta información, se consideran partes vinculadas:

- a. Administradores y Directivos: entendiéndose como tales los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité Ejecutivo, que tienen consideración de "personal directivo" y las personas a ellos vinculadas a efectos de este apartado (ver Nota 30.4).
- b. Personas, sociedades o entidades del Grupo: incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son las transacciones realizadas con sociedades integradas por el método de la participación (ver Nota 18).

A continuación, se detallan los ingresos, gastos, otras transacciones y saldos registrados a 31 de diciembre por operaciones con partes vinculadas:

	2025				2024			
	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Accionistas significativos	Total	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Accionistas significativos	Total
Ingresos y gastos								
<i>Millones de euros</i>								
Gastos financieros	—	38	—	38	—	13	—	13
Arrendamientos	—	1	—	1	—	1	—	1
Recepciones de servicios	—	85	—	85	—	66	—	66
Compra de bienes ⁽²⁾	—	1.179	—	1.179	—	1.106	—	1.106
Otros gastos ⁽³⁾	—	41	—	41	—	170	—	170
TOTAL GASTOS	—	1.344	—	1.344	—	1.356	—	1.356
Ingresos financieros	—	109	—	109	—	64	—	64
Prestación de servicios	—	11	—	11	—	10	—	10
Venta de bienes ⁽⁴⁾	—	527	—	527	—	524	—	524
Otros ingresos	—	63	—	63	—	167	—	167
TOTAL INGRESOS	—	710	—	710	—	765	—	765

	2025				2024			
	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Accionistas significativos	Total	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Accionistas significativos	Total
Otras transacciones								
<i>Millones de euros</i>								
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) ⁽⁵⁾	—	259	—	259	—	255	—	255
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) ⁽⁶⁾	—	1.222	—	1.222	—	34	—	34
Garantías y avales prestados ⁽⁷⁾	—	1.885	—	1.885	—	—	—	—
Garantías y avales recibidos	—	—	—	—	—	—	—	—
Compromisos adquiridos ⁽⁸⁾	—	—	—	—	—	27	—	27
Dividendos y otros beneficios distribuidos ⁽⁹⁾	2	—	—	2	2	—	—	2
Otras operaciones ⁽¹⁰⁾	—	357	—	357	—	374	—	374

	2025				2024			
	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Accionistas significativos	Total	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Accionistas significativos	Total
Saldos a cierre del periodo								
<i>Millones de euros</i>								
Clientes y Deudores comerciales	—	108	—	108	—	149	—	149
Préstamos y créditos concedidos	—	1.003	—	1.003	—	1.037	—	1.037
Otros derechos de cobro	—	3	—	3	—	—	—	—
TOTAL SALDOS DEUDORES	—	1.114	—	1.114	—	1.186	—	1.186
Proveedores y Acreedores comerciales	—	255	—	255	—	304	—	304
Préstamos y créditos recibidos ⁽¹¹⁾	—	1.308	—	1.308	—	177	—	177
Otras obligaciones de pago	—	1	—	1	—	1	—	1
TOTAL SALDOS ACREEDORES	—	1.564	—	1.564	—	482	—	482

Nota: En 2025 las tablas de Ingresos y gastos y Otras transacciones, en la columna "Personas, sociedades o entidades del Grupo", incluyen las transacciones con NEO Next desde la fecha de su pérdida de control (ver Nota 5.7).

⁽¹⁾ Incluye aquellas transacciones realizadas con Administradores y Directivos no incluidas en la Nota 30 "Retribuciones al Consejo de Administración y Personal directivo", que corresponderían al saldo vivo a la fecha de los préstamos concedidos a la alta dirección y sus correspondientes intereses devengados, así como los dividendos y otras retribuciones recibidas por tenencia de acciones de la Sociedad.

⁽²⁾ En 2025 la columna "Personas, sociedades o entidades del Grupo" incluye, fundamentalmente, compras de productos a Repsol Sinopec Brasil (RSB) y a BPRY Caribbean Ventures, LLC por importe de 486 y 321 millones de euros, respectivamente (726 y 181 millones de euros en 2024).

⁽³⁾ En 2025 incluye principalmente pérdidas relacionadas con contratos de garantía que cubrían obligaciones del Grupo Hecate Energy Group LLC, en el que ya no participa Repsol (ver nota 20). Incluye en ambos ejercicios, dotaciones por riesgo de crédito de cuentas a cobrar e instrumentos financieros (ver Nota 15.3 y 27).

⁽⁴⁾ En 2025 y 2024 la columna "Personas, sociedades o entidades del Grupo" incluye, principalmente, ventas de producto a Iberian Lube Base Oil, S.A. (ILBOC) y grupo Dynasol por importe de 267 y 93 millones de euros en 2025, respectivamente (343 y 96 millones de euros en 2024).

⁽⁵⁾ Incluye los préstamos concedidos y nuevas disposiciones de las líneas de crédito en el periodo, así como las aportaciones de capital a sociedades del Grupo con sociedades integradas por el método de la participación.

⁽⁶⁾ En 2025, en la columna "Personas, sociedades o entidades del Grupo" se incluye, principalmente, la deuda contraída con Neo Next Energy Limited para atender los compromisos de desmantelamiento en el Mar del Norte (ver Nota 18).

⁽⁷⁾ En 2025, incluye fundamentalmente las garantías concedidas a RRUK (actualmente, filial de Neo Next), emitidas en el curso normal de las operaciones para cubrir las obligaciones de desmantelamiento de plataformas offshore en el Mar del Norte.

⁽⁸⁾ Corresponde a los compromisos de compras, inversión o gasto adquiridos en el periodo (ver Nota 24).

⁽⁹⁾ En 2025 y 2024 incluyen los importes correspondientes al dividendo en efectivo pagado en enero y en julio de 2025 y 2024.

⁽¹⁰⁾ En 2025 y 2024 "Personas, sociedades o entidades del Grupo" incluye fundamentalmente amortizaciones y/o cancelaciones de préstamos concedidos y recibidos.

⁽¹¹⁾ En 2025 incluye, fundamentalmente, pasivos financieros con Neo Next Energy Limited y Equion Energía, Ltd. por importe de 1.123 y 158 millones de euros, respectivamente (en 2024 incluía 174 con Equion Energía, Ltd.).

(29) Obligaciones con el personal

29.1 Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores principalmente en España, Repsol tiene reconocidos planes de pensiones de modalidad mixta adaptados a la legislación vigente. En concreto, se trata de planes de pensiones de aportación definida para la contingencia de jubilación y de prestación definida para las contingencias de invalidez permanente total o absoluta, gran invalidez y fallecimiento. En el caso de las contingencias de invalidez permanente total o absoluta, gran invalidez y fallecimiento, los planes de pensiones tienen contratadas pólizas de seguro con una entidad externa.

El coste anual cargado en la cuenta de "Gastos de personal" de la cuenta de pérdidas y ganancias en relación con los planes de aportación definida ha ascendido a 57 y 65 millones de euros en 2025 y 2024, respectivamente.

Para los directivos del Grupo en España existe un sistema de previsión social, complementario al plan de pensiones de empleo, denominado "Plan de Previsión de Directivos" para cubrir la jubilación, la incapacidad permanente total o absoluta, gran invalidez y fallecimiento de los partícipes. La empresa realiza aportaciones definidas correspondientes a un porcentaje del salario base de los partícipes. El plan reconoce una rentabilidad determinada y garantizada igual al 125% del Índice General Nacional de Precios al Consumo del año anterior. Este plan está instrumentado a través de seguros colectivos suscritos con una entidad aseguradora que financia y exterioriza los compromisos correspondientes a las aportaciones y la rentabilidad garantizada.

El coste por este plan, registrado en el epígrafe "Gastos de personal" de la cuenta de pérdidas y ganancias, en los ejercicios 2025 y 2024 ha ascendido a 10 y 12 millones de euros, respectivamente.

29.2 Planes de pensiones de prestación definida

Repsol tiene reconocidos planes de pensiones de prestación definida en algunos países para determinados colectivos. El importe total cargado en la cuenta de pérdidas y ganancias del Grupo en 2025 y 2024 ha sido un gasto de 22 millones de euros y 2 millones de euros, respectivamente, y las provisiones reconocidas en el balance de situación por dichos planes asciende a 31 de diciembre de 2025 y 2024 a 32 y 15 millones de euros, respectivamente (ver Nota 20).

No se esperan impactos significativos en los estados financieros del Grupo, por la valoración de las provisiones reconocidas por dichos planes, como consecuencia de las hipótesis utilizadas (tasa de inflación, tipos de interés y cambio...) en el actual escenario macroeconómico.

29.3 Programa de incentivo a largo plazo

Plan de fidelización dirigido a directivos y otras personas con responsabilidad, consistente en la fijación de un incentivo a largo plazo como parte de su sistema retributivo. Con él se pretende fortalecer el vínculo con los intereses de los accionistas, basados en la sostenibilidad de los resultados a medio y largo plazo y en el cumplimiento de su Plan Estratégico, al mismo tiempo que favorece la continuidad en el Grupo de las personas más destacadas.

Al cierre del ejercicio se encuentran vigentes los Programas 2022-2025, 2023-2026, 2024-2027 y 2025-2028. El Programa 2021-2024 se ha cerrado y sus beneficiarios han percibido la retribución variable correspondiente en 2025.

Los cuatro Programas son independientes entre sí, tienen respectivamente una duración de cuatro años y el cumplimiento de los objetivos ligados a cada uno de ellos otorga a sus beneficiarios el derecho a la percepción del Incentivo en el primer cuatrimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. No obstante, la percepción está ligada a la permanencia del beneficiario en el Grupo hasta el 31 de diciembre del último de los ejercicios del programa, con excepción de los supuestos especiales contemplados en las bases de este.

Los Programas vigentes al cierre del ejercicio se instrumentalizan mediante la concesión de un incentivo total (el "Incentivo") que es la suma de un incentivo en metálico y de un determinado número de *performance shares* que dan derecho a recibir acciones de Repsol, S.A. una vez transcurrido el periodo de medición de cada Programa y verificado el cumplimiento de las métricas de desempeño establecidas.

Para los miembros del Comité Ejecutivo, el incentivo máximo asignado en metálico y en *performance shares* representa, respectivamente, un 50% del incentivo total calculado en la fecha de concesión. En el caso del Consejero Delegado, la asignación del Incentivo a Largo Plazo 2025-2028 se ha realizado íntegramente en *performance shares*, tras su aprobación por la Junta General de Accionistas. Para el resto de beneficiarios del Programa, dicha proporción es del 70% en metálico y del 30% en *performance shares*.

A este respecto, el importe del Incentivo a Largo Plazo 2022-2025 que percibirán los miembros del Comité Ejecutivo ascenderá a 1.531.088 euros en metálico y 136.314 acciones de la Sociedad, equivalentes a 2.170.806 euros (73.670 acciones una vez descontado el ingreso a cuenta del IRPF).⁴⁸

Para asumir estos compromisos se han reconocido gastos por importe de 34 y 17 millones de euros en 2025 y en 2024, respectivamente, siendo la obligación pendiente de desembolso acumulada a 31 de diciembre de 63 y 48 millones de euros en 2025 y en 2024, respectivamente.

⁴⁸ A efectos de este informe y, para el cálculo de la liquidación del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2022-2025, se ha tomado como precio más razonable el de cierre de la acción a 31 de diciembre de 2025, si bien la liquidación real se realizará con el precio de cierre de 18 de febrero de 2025.

29.4 Planes de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo y de Adquisición de Acciones

i.) "Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo (ILP)"

Este Plan permite invertir en acciones hasta el 50% del importe bruto del Incentivo a Largo Plazo para fomentar el alineamiento de sus beneficiarios (entre los que se encuentra el Consejero Delegado y resto de miembros del Comité Ejecutivo) con los intereses a largo plazo de la Compañía y de sus accionistas. En el caso de que el beneficiario mantenga las acciones tres años desde la inversión inicial y se cumplan el resto de condiciones del Plan, la Compañía le entregará una acción adicional por cada tres adquiridas inicialmente.

En el caso de la Alta Dirección (Consejero Delegado y resto de miembros del Comité Ejecutivo), se establece un requisito adicional de desempeño para la entrega de las acciones adicionales, consistente en alcanzar un nivel de consecución global de los objetivos establecidos para la retribución variable anual del Consejero Delegado correspondiente al ejercicio cerrado inmediatamente precedente a la fecha de entrega de las Acciones, igual o superior al 75%.

Actualmente, se encuentran vigentes los siguientes ciclos del Plan:

Plan compra de acciones de programas de incentivo a largo plazo	Número de participantes	Inversión Inicial total (no de acciones)	Precio medio (Eur/Acc)	Compromiso máximo de entrega de acciones
Decimotercer ciclo (2023-2026) ⁽¹⁾	229	170.359	13,0146	56.716
Decimocuarto ciclo (2024-2027) ⁽²⁾	500	258.377	14,6559	85.957
Decimoquinto ciclo (2025-2028) ⁽³⁾	616	472.482	9,5525	157.284

Nota: De acuerdo con la Política de Remuneración de los Consejeros, las acciones que se entreguen a los Consejeros Ejecutivos en virtud de cada plan de retribución variable a largo plazo podrán computarse a los efectos de la inversión en acciones a que se refiere el Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo.

⁽¹⁾ Incluye 10.845 acciones entregadas al Consejero Delegado como pago parcial del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2019-2022.

⁽²⁾ Incluye 19.820 acciones entregadas al Consejero Delegado como pago parcial del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2020-2023.

⁽³⁾ Incluye 32.395 acciones entregadas al Consejero Delegado como pago parcial del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2021-2024.

Un total de 616 empleados y directivos, incluyendo el Consejero Delegado y el resto de miembros del Comité Ejecutivo, se han acogido al decimoquinto ciclo del "Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo (ILP) 2025-2028". Al igual que en 2024, todos los beneficiarios han podido destinar al Plan, las acciones percibidas como liquidación del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2021-2024. De esta forma, los participantes han destinado 296.486 acciones percibidas, con fecha 19 de febrero de 2025, como pago del ILP 2021-2024 a un precio medio de 12,175 euros por acción y han adquirido, con fecha 9 de abril de 2025, 175.996 acciones a un precio medio de 9,5525 euros por acción. En consecuencia, el número total de acciones destinadas por los participantes al Plan 2025-2028 es de 472.482 y el compromiso máximo de entrega de acciones correspondiente al decimoquinto ciclo por parte del Grupo con aquellos empleados que, transcurridos los tres años correspondientes al periodo de consolidación, hayan cumplido los requisitos del Plan, asciende a 157.284 acciones. El Consejero Delegado participa en el Plan con un total de 56.182 acciones, de las que 32.395 le fueron entregadas como pago parcial del ILP 2021-2024 y los restantes miembros del Comité Ejecutivo con un total de 79.630 acciones, de las que 46.512 les fueron entregadas como pago parcial de Programa ILP 2021-2024.

En atención a este Plan, a 31 de diciembre de 2025 y 2024, se ha registrado un gasto en el epígrafe "Gastos de personal" por importe de 0,5 millones de euros.

Asimismo, con fecha 3 de junio de 2025, se ha cumplido el periodo de consolidación del duodécimo ciclo del Plan. Como consecuencia de ello, 187 beneficiarios de este ciclo consolidaron derechos a la entrega de un total de 38.230 acciones (recibiendo un total de 23.342 acciones una vez descontado el ingreso a cuenta del IRPF a realizar por la Sociedad). A este respecto, los miembros del Comité Ejecutivo, así como el resto de Consejeros Ejecutivos, consolidaron derechos a la entrega de 14.927 acciones (recibiendo un total de 8.032 acciones, una vez descontado el ingreso a cuenta a realizar por la Sociedad).

ii.) "Planes de Adquisición de Acciones"

Este Plan voluntario, dirigido a empleados en España, permite destinar hasta 12.000 euros anuales de la retribución fija a la compra de acciones de Repsol, a precio de mercado. Esta iniciativa se enmarca en las políticas de retribución flexible y de vinculación del empleado con los resultados empresariales.

Durante 2025, el Grupo ha entregado a los empleados 1.525.640 acciones propias por importe de 20 millones de euros. Los miembros del Comité Ejecutivo, conforme a los términos previstos en el Plan, han adquirido un total de 4.396 acciones.

Las acciones por entregar en estos planes i) y ii) pueden provenir de la autocartera directa o indirecta de Repsol, ser de nueva emisión o proceder de terceros con los que se hayan suscrito acuerdos para asegurar la atención de los compromisos asumidos.

(30) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo**30.1 Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración****a) Por su pertenencia al Consejo de Administración**

De acuerdo a lo dispuesto en el Art. 45 de los Estatutos Sociales, los Consejeros, en su condición de miembros del Consejo y por el desempeño de la función de supervisión y decisión colegiada propia de este órgano, tienen derecho a percibir una asignación anual fija, que no podrá exceder de la cantidad aprobada a tal efecto por la Junta General Ordinaria de Accionistas o en la Política de Remuneraciones de los Consejeros, correspondiendo al Consejo de Administración la determinación de la cantidad exacta a abonar dentro de dicho límite y su distribución entre los distintos Consejeros, teniendo en cuenta las funciones y responsabilidades atribuidas a cada uno de ellos, la pertenencia a comisiones, los cargos desempeñados dentro del Consejo y demás circunstancias objetivas que considere relevantes.

El límite máximo establecido en la Política de Remuneraciones de los Consejeros, aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas el 30 de mayo de 2025, es de 8,5 millones de euros.

Las retribuciones devengadas en el ejercicio 2025 por su pertenencia al Consejo de Administración y con cargo a la mencionada asignación estatutaria han ascendido a 5,731 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)								
Consejo	C. Delegada	Consejero Independiente e Coordinador	C. Auditoría	C. Nombam.	C. Retribuc.	C. Sostenib.	Total	
Antonio Brufau Niubó ⁽¹⁾	1.250.000	—	—	—	—	—	1.250.000	
Josu Jon Imaz San Miguel	176.594	176.594	—	—	—	—	353.188	
Arantza Estefanía Larrañaga	176.594	—	—	—	22.074	44.149	242.817	
María Teresa García-Milá Lloveras	176.594	—	88.297	22.074	—	—	286.965	
Henri Philippe Reichstul	176.594	176.594	—	—	—	—	353.188	
M ^a del Carmen Ganyet i Cirera	176.594	176.594	—	—	—	—	353.188	
Ignacio Martín San Vicente	176.594	176.594	—	—	—	—	353.188	
Manuel Manrique Cecilia	176.594	176.594	—	—	—	—	353.188	
Mariano Marzo Carpio	176.594	—	22.074	88.297	—	44.149	331.114	
Isabel Torremocha Ferrezuelo	176.594	—	88.297	—	—	44.149	309.040	
Emiliano López Achurra	176.594	—	—	22.074	22.074	44.149	264.891	
Aurora Catá	176.594	—	88.297	22.074	22.074	—	309.039	
J. Robinson West	176.594	176.594	—	—	—	—	353.188	
Iván Martén Uliarte	176.594	176.594	—	—	—	—	353.188	
María del Pino Velázquez Medina	176.594	—	88.297	—	—	—	264.891	

Nota: De acuerdo con el sistema aprobado por el Consejo de Administración a propuesta de la Comisión de Retribuciones, el importe a percibir en 2025 ha ascendido a: (i) 176.594 euros por pertenencia al Consejo de Administración, (ii) 176.594 euros por pertenencia a la Comisión Delegada, (iii) 88.297 euros por pertenencia a la Comisión de Auditoría y Control; (iv) 44.149 euros por pertenencia a la Comisión de Sostenibilidad; (v) 22.074 euros por pertenencia a la Comisión de Nombamientos, (vi) 22.074 euros por pertenencia a la Comisión de Retribuciones, y (vii) 22.074 euros por la función de Consejero Independiente Coordinador.

⁽¹⁾ Las condiciones retributivas del Sr. Brufau como Presidente no Ejecutivo del Consejo de Administración consisten en una retribución fija de 1.250 miles de euros brutos anuales. Adicionalmente, la remuneración en especie y los ingresos a cuenta/retenciones ligadas a las retribuciones en especie han ascendido a un total de 0,374 millones de euros.

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, acuerdo conjunto o asociada.
- Los consejeros no ejecutivos únicamente perciben la retribución fija indicada en la tabla anterior y no participan de los sistemas de previsión social financiados por la Compañía para los supuestos de cese, fallecimiento o cualquier otro ni de los planes de incentivos ligados al desempeño de la Compañía, a corto o largo plazo. Respecto del Presidente del Consejo de Administración, véase la nota 1 del cuadro Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración de este apartado.
- Ninguna sociedad del Grupo, acuerdo conjunto o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en el caso del Consejero Delegado, para quien rige los compromisos previstos en su contrato mercantil de prestación de servicios, descrito más adelante.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

En el ejercicio 2025, la retribución devengada por los miembros del Consejo de Administración por el desempeño de puestos y funciones directivas responde al siguiente detalle:

Millones de euros	D. Josu Jon Imaz San Miguel
Remuneración monetaria fija	1,452
Remuneración variable y en especie ⁽¹⁾	2,936

⁽¹⁾ Incluye, entre otros conceptos, seguro de vida e invalidez y seguro médico, así como la retribución variable anual y a largo plazo y las acciones adicionales correspondientes a la liquidación del duodécimo ciclo del Plan de Compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, según se detalla en el apartado 29.4.

Las referidas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado d) siguiente.

c) Por su pertenencia a Consejos de Administración de sociedades participadas

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2025 por la pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, acuerdos conjuntos o asociadas, de los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante asciende a 0,799 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Millones de euros
Arantza Estefanía Larrañaga	0,060
Emiliano López Achurra	0,619
Ignacio Martín San Vicente	0,060
María Teresa García-Milá Lloveras	0,060

d) Por aportaciones a planes de pensiones y planes de previsión

El coste incurrido en el ejercicio 2025 por las aportaciones a planes de pensiones y a planes de previsión del Consejero Delegado en el Grupo asciende a:

	Millones de euros
Josu Jon Imaz San Miguel	0,307

e) "Plan de Compra de acciones" por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo

El 3 de junio de 2025 se cumplió el periodo de consolidación del duodécimo ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo (ver Nota 29.4). Como consecuencia de ello, D. Josu Jon Imaz consolidó derechos a la entrega de un total de 11.296 acciones brutas, valoradas a un precio de 12,015 euros por acción.

30.2 Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2025, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

30.3 Otras operaciones con los administradores

Durante el ejercicio 2025, los Consejeros de Repsol no han realizado con la Sociedad dominante o con sociedades del Grupo Repsol ninguna operación relevante, fuera del giro o tráfico ordinario, o en condiciones distintas de las estándar para clientes o de las normales de mercado.

El Consejero Delegado se encuentra adherido a los ciclos 2023-2026, 2024-2027 y 2025-2028 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, descrito en la Nota 29.4.

Durante el ejercicio 2025 no se ha comunicado al Consejo de Administración ninguna situación de conflicto de intereses, directo o indirecto, conforme a lo previsto en el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital.

Asimismo, el Consejero Delegado no ha participado en la adopción de los acuerdos del Consejo de Administración relativos a su retribución por el desempeño de puestos y funciones directivas en la Sociedad.

30.4 Retribuciones del personal directivo

a) Alcance

A solos efectos de esta Nota, Repsol considera "personal directivo" a los miembros del Comité Ejecutivo. Durante 2025, un total de 10 personas han formado parte del Comité Ejecutivo. Esta calificación no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad dominante (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

A continuación, se detallan las remuneraciones devengadas en 2025 por las personas que, en algún momento del citado periodo han sido miembros del Comité Ejecutivo durante el tiempo que han ocupado dicha posición. Salvo que se indique lo contrario, la información sobre "personal directivo" no incluye la correspondiente a las personas en las que concurre también la condición de consejeros de Repsol, S.A. (información incluida en el apartado 1 de esta nota).

b) Sueldos y salarios, plan de previsión de directivos, fondo de pensiones y primas de seguros

En el ejercicio 2025, la retribución devengada responde al siguiente detalle:

	Millones de euros
Sueldo	5,417
Dietas	0,040
Remuneración variable ⁽¹⁾	5,932
Remuneraciones en especie ⁽²⁾	0,956
Plan de previsión de directivos	1,199

⁽¹⁾ Consta de un bono anual y de un incentivo plurianual, calculados como un determinado porcentaje sobre la retribución fija, que se perciben en función del grado de cumplimiento de determinados objetivos.

⁽²⁾ Incluye los derechos consolidados a la entrega de 3.634 acciones brutas adicionales correspondientes al duodécimo ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, con un valor de 12,015 euros por acción, equivalente a 43.663 euros brutos. Asimismo, incluye las aportaciones realizadas a los planes de pensiones mantenidos con el personal directivo (ver Nota 29), junto con las primas satisfechas por seguros de vida e invalidez, que han ascendido a 0,230 millones de euros.

c) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2025, Repsol, S.A. tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,079 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio de 2,28% durante el presente ejercicio.

30.5 Indemnizaciones al personal directivo

Los miembros del personal directivo tienen reconocido el derecho a percibir una indemnización en el supuesto de extinción de su relación con la sociedad, siempre que no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de sus obligaciones, por jubilación, invalidez o por su propia voluntad no fundamentada en alguno de los supuestos indemnizables recogidos en sus contratos.

El Grupo tiene formalizado un contrato de seguro colectivo para garantizar dichas prestaciones a los miembros del Comité Ejecutivo con la categoría de Director General, así como a los consejeros que han desempeñado funciones ejecutivas.

En 2025, ningún miembro del personal directivo de la Compañía ha percibido indemnización alguna por extinción del contrato y pacto de no concurrencia.

30.6 Otras operaciones con el personal directivo

Durante el ejercicio 2025, los miembros del Comité Ejecutivo no han realizado con la Sociedad dominante o con las Sociedades del Grupo ninguna operación relevante, fuera del giro o tráfico ordinario o en condiciones distintas del estándar para clientes o de las normales de mercado.

Adicionalmente, los miembros del Comité Ejecutivo se encuentran adheridos a los ciclos 2023-2026, 2024-2027 y 2025-2028 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, descrito en la Nota 29.4.

30.7 Seguro de responsabilidad civil

Durante el ejercicio 2025, el Grupo tiene suscrita una póliza de responsabilidad civil que cubre a los miembros del Consejo de Administración, al personal directivo referido en la Nota 30.4 a), al resto de directivos y a aquellas otras personas que ejercen funciones asimiladas a las de los directivos, ascendiendo el importe total de la prima de esta póliza a 2,9 millones de euros. La póliza también cubre a las distintas sociedades del Grupo bajo ciertas circunstancias y condiciones.

(31) Remuneración a los auditores

A continuación, se presentan los honorarios por servicios de auditoría y otros servicios distintos prestados en el ejercicio a las sociedades del Grupo Repsol por PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. y las sociedades de su red (PwC):

Honorarios de auditoría (auditor principal)	Millones de euros	
	2025	2024
Servicios de auditoría	7,4	9,5
Otros servicios:	1,9	2,4
Relacionados con la auditoría	1,9	2,4
Fiscales	—	—
Otros	—	—
Total ⁽¹⁾	9,3	11,9

⁽¹⁾ Los honorarios aprobados en 2025 de PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. (excluyendo las sociedades de su red) por Servicios de auditoría y otros servicios distintos ascienden a 5,1 millones de euros y a 1,6 millones de euros, respectivamente.

El epígrafe de "Servicios de auditoría" incluye los honorarios correspondientes a la auditoría de las Cuentas Anuales individuales y consolidadas de Repsol, S.A. y de las sociedades que forman parte de su Grupo.

El epígrafe de "Otros servicios" incluye servicios profesionales relacionados con la auditoría: revisión del Sistema del Control Interno de Información Financiera, revisión limitada de los estados financieros intermedios resumidos consolidados, verificaciones y certificaciones para socios y organismos oficiales, informes para emisión de obligaciones y otros valores negociables (*Comfort letters*), así como el informe de verificación limitada sobre el Estado de Información no financiera Consolidado del Informe de Gestión consolidado 2025. No se han prestado servicios fiscales ni otro tipo de servicios distintos de los relacionados con la auditoría.

(32) Hechos posteriores

En 2026 y antes de la publicación del presente informe destaca el siguiente acontecimiento:

- En relación con los hechos acontecidos en Venezuela durante 2026 y hasta la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales consolidadas 2025, ver Nota 27.
- El 4 de febrero de 2026, tras haberse cumplido las condiciones establecidas en el acuerdo, se ha ejecutado la venta a Stonepeak de un 43,8% de participación en un portafolio de 629MW operativos solares en Texas por un importe de 253 millones de dólares (ver nota 19).

Anexo I: Estructura societaria del Grupo
Anexo IA: Principales sociedades que configuran el perímetro del Grupo

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2025		
				Método de conso. ⁽¹⁾	%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
EXPLORACION Y PRODUCCION						
Akakus Oil Operations B.V	Repsol Exploración Murzuq, S.A.U.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	36,75	49,00
Aves OS, LLC	Repsol Earth Solutions USA, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	45,00
Aves WC, LLC	Repsol Earth Solutions USA, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	45,00
BP Trinidad and Tobago LLC	BPRY Caribbean Ventures LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	22,50	100,00
BPRY Caribbean Ventures LLC ⁽⁴¹⁾	Repsol E&P LATAM, S.L.U. ⁽¹⁵⁾	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	22,50	30,00
Cardón IV, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	37,50	50,00
Colombia Pipelines, Limited	Equion Energia Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	100,00
Edwards Gas Services LLC	Repsol Oil & Gas USA, LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Equion Energia Limited	Repsol, S.A.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00
Fehi Holding S.Á.R.L. ⁽⁴²⁾	Repsol Exploración Inversiones, S.L.U.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Fortuna Resources (Sunda) Limited ⁽⁸⁾	Talisman UK (South East Sumatra) Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Guará B.V	Repsol Sinopec Brasil B.V	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.	11,25	25,00
Lapa Oil & Gas, B.V.	Repsol Sinopec Brasil B.V	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.	11,25	25,00
NEO Energy (CNS) Limited ⁽⁴⁾	NEO Energy Upstream UK Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy (Exploration) Limited ⁽⁴⁾	NEO Energy Upstream UK Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy (GBA) Limited ⁽⁴⁾	NEO Energy Upstream UK Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy (Production) Limited ⁽⁴⁾	NEO Energy (SNS) Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy (SNS) Limited ⁽⁴⁾	NEO Energy Upstream UK Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy (UKCS) Limited ⁽⁴⁾	NEO Energy Upstream UK Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy (ZEL) Limited ⁽⁴⁾	NEO Energy (ZPL) Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy (ZEX) Limited ⁽⁴⁾	NEO Energy (ZEL) Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy (ZNI) Limited ⁽⁴⁾	NEO Energy (ZEL) Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy (ZPL) Limited ⁽⁴⁾	NEO Energy Upstream UK Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy Alpha Limited ⁽²³⁾	NEO Energy Resources UK Limited ⁽¹⁹⁾	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy Beta Limited ⁽²⁴⁾	NEO Energy Resources UK Limited ⁽¹⁹⁾	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy Central North Sea Limited ⁽⁴⁾	NEO Energy (ZPL) Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
Neo Energy Consolidated Holding Limited ⁽⁴⁾	NEO Next Energy Limited ⁽¹⁴⁾	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy Delta Limited ⁽²⁶⁾	NEO Energy Resources UK Limited ⁽¹⁹⁾	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy Exploration UK Limited ⁽⁴⁾	NEO Energy Consolidated Holding Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy GT Limited ⁽⁴⁾	NEO Energy Upstream UK Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy LNS Limited ⁽²²⁾	NEO Energy Resources UK Limited ⁽¹⁹⁾	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy Natural Resources Limited ⁽⁴⁾	NEO Energy Upstream UK Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy North Sea Limited ⁽²⁵⁾	NEO Energy Resources UK Limited ⁽¹⁹⁾	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy Oil Trading Limited ⁽²⁸⁾	NEO Energy North Sea Limited ⁽²⁵⁾	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy Pathway Limited ⁽⁴⁾	NEO Energy Central North Sea Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2025		
				Método de conso. (1)	%	
					Part. Efectiva	Part. Control (2)
NEO Energy Pension and Life Scheme Limited (20)	NEO Energy Resources UK Limited (19)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy Petroleum Limited (4)	NEO Energy Upstream UK Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy Production UK Limited (4)	NEO Energy Upstream UK Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy Resources UK Limited (19)(36)	NEO Next Energy Limited (14)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy Transportation (UT) Limited (29)	NEO Energy North Sea Limited (25)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy Trustees (UK) Limited (21)	NEO Energy Resources UK Limited (19)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy Upstream UK Limited (4)	NEO Energy Consolidated Holding Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Energy Zeta Limited (27)	NEO Energy Resources UK Limited (19)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
NEO Next Energy Limited (4)(14)	Talisman Colombia Holdco Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	45,00
Pacific Compass, LLC (3)	Repsol E&P USA LLC	Estados Unidos	Comercialización de productos petrolíferos	O.C.	49,00	36,75
Paladin Resources Limited	Fehi Holding S.Á.R.L.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Petrocarabobo S.A. (41)	Repsol E&P LATAM, S.L.U. (15)	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	8,25	11,00
Petroquiriquire, S.A. (41)	Repsol E&P LATAM, S.L.U. (15)	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	30,00	40,00
Pikka Transportation Company, LLC (3)	Repsol Alaska PTC, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	O.C.	49,00	36,75
Quiriquire Gas, S.A.	Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	45,00	60,00
Repsol Alaska PTC, LLC	Repsol Holdings Upstream USA Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Andaman B.V.	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Argelia 405A, S.L.U.	Repsol E&P, S.Á.R.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Bolivia, S.A. (41)	Repsol E&P LATAM, S.L.U. (15)	Bolivia	Prestación de servicios	I.G.	75,00	100,00
Repsol Colombia Oil & Gas Limited	Repsol Exploración, S.A.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol E&P Bolivia, S.A.	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol E&P Capital Markets Europe S.à.r.l.	Repsol E&P, S.Á.R.L.	Luxemburgo	Financiera	I.G.	75,00	100,00
Repsol E&P Capital Markets US LLC	Repsol Holdings Upstream USA Inc.	Estados Unidos	Financiera	I.G.	75,00	100,00
Repsol E&P Holdings, S.à.r.l.	Repsol E&P, S.Á.R.L.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Repsol E&P LATAM, S.L.U. (15)(35)	Repsol Exploración, S.A.	España	Realización de estudios del sector	I.G.	75,00	100,00
Repsol E&P USA LLC	Repsol Holdings Upstream USA Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol E&P, S.Á.R.L.	Repsol Upstream B.V.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	75,00
Repsol Eagle Ford North, LLC	Repsol Oil & Gas USA, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Earth Solutions Holding, S.L.U.	Repsol E&P, S.Á.R.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Earth Solutions USA, LLC	Repsol Holdings Upstream USA Inc.	Estados Unidos	Participación en proyectos de Geological Low Carbon Solutions	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploração Brasil Ltda.	Repsol, S.A.	Brasil	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración 405A, S.A.U.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploración Argelia, S.A.U. (42)	Repsol Exploración Inversiones, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploración Colombia, S.A.	Repsol RGI, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Guinea, S.A.	Repsol RGI, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Guyana, S.A.U.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploración Inversiones, S.L. (4)	Repsol E&P, S.Á.R.L.	España	Sociedad de cartera / Prestación de servicios.	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	Repsol Exploración, S.A.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploración Murzuq Sharara Assets, S.L.U. (4)	Repsol E&P, S.Á.R.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploración Murzuq, S.A.U.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2025		
				Método de conso. (1)	%	
					Part. Efectiva	Part. Control (2)
Repsol Exploración North Africa, S.A.U. (4)	Repsol E&P, S.À.R.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploración Perú, S.A.U.(42)	Repsol Exploración Inversiones, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploracion South East Jambi B.V. (5)	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploración South Sakakemang, S.L.U.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploración Tanfit, S.L.U.	Repsol RGI, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Tobago, S.A.U.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploración, S.A.	Repsol E&P, S.À.R.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploration Advanced Services AG (42)	Repsol Exploración Inversiones, S.L.U.	Suiza	Sociedad prestadora de servicios de recursos humanos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Finance Brasil, B.V.	Repsol Finance Brasil, S.A.R.L.	Países Bajos	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00
Repsol Gestión de infraestructuras energéticas, S.A. (13)(42)	Repsol Exploración Inversiones, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Holdings Upstream USA Inc.	Fehi Holding S.À.R.L.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.U.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Leon-Castile LLC (11)	Repsol Holdings Upstream USA Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Norge, AS (42)	Repsol Exploración Inversiones, S.L.U.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Operación de un oleoducto para transporte de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol OCS, LLC	Repsol Holdings Upstream USA Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Off Shore E&P USA Inc	Repsol Holdings Upstream USA Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Oil & Gas Australasia Pty Ltd	Repsol Exploración, S.A.	Australia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Oil & Gas Australia (JPDA 06-105) Pty Ltd.	Paladin Resources Limited	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Oil & Gas RTS Sdn. Bhd.	Repsol RGI, S.L.U.	Malasia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00
Repsol Oil & Gas USA, LLC	Repsol Holdings Upstream USA Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Oil & Gas Vietnam 07/03 Pty Ltd.	Repsol RGI, S.L.U.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00
Repsol Oriente Medio S.A.	Repsol RGI, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00
Repsol Perpetual Norge, A.S.	Talisman Perpetual (Norway) Limited	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol RGI, S.L.U.	Repsol, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00
Repsol Salamanca Midstream, LLC	Repsol Leon-Castile LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Services Company	Repsol Holdings Upstream USA Inc.	Estados Unidos	Prestación de servicios	I.G.	75,00	100,00
Repsol Servicios Caribe, S.A.S.	Repsol E&P, S.À.R.L.	Colombia	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Repsol Servicios Colombia, S.A.	Repsol RGI, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00
Repsol Shale Oil & Gas LLC	Repsol Holdings Upstream USA Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Sinopec Brasil B.V	Repsol E&P, S.À.R.L.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.	45,00	60,00
Repsol Sinopec Brasil S.A.	Repsol E&P, S.À.R.L.	Brasil	Explotación y comercialización de hidrocarburos	P.E.	45,01	60,01
Repsol TBR LLC	Repsol Oil & Gas USA, LLC	Estados Unidos	Explotación y comercialización de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Transgasindo S.à r.l. (33)	Repsol E&P, S.À.R.L.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Repsol Upstream B.V.	Repsol, S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00
Repsol Venezuela, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Rigel Petroleum (NI) Limited	Rigel Petroleum UK Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
Rigel Petroleum UK Limited	Neo Energy Resources UK Limited (19)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00

Diciembre 2025

%

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. (1)	%	
					Part. Efectiva	Part. Control (2)
Salamanca FPS Infra, LLC	Salamanca Infrastructure Finance, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	1,88	100,00
Salamanca Infrastructure Finance, LLC	Salamanca Infrastructure, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	1,88	100,00
Salamanca Infrastructure, LLC	Repsol Salamanca Midstream, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	1,88	2,50
Salamanca OGL Infra, LLC	Salamanca Infrastructure Finance, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	1,88	100,00
Santiago Oil, Co. (9)	Equion Energia Limited	Islas Caimán	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	100,00
Talisman (Asia) Ltd.	Repsol Exploración, S.A.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Talisman (Jambi Merang) Limited	Repsol Exploración, S.A.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Talisman (Sageri) Ltd.	Repsol Exploración, S.A.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Talisman (Vietnam 133 & 134) Ltd.	Repsol RGI, S.L.U.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00
Talisman Colombia Holdco Limited (42)	Repsol Exploración Inversiones, S.L.U.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Talisman East Jabung B.V. (5)	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Talisman Energy DL Ltd	Neo Energy Resources UK Limited (19)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
Talisman Energy NS Ltd	Neo Energy Resources UK Limited (19)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
Talisman Perpetual (Norway) Limited	Fehi Holding S.Á.R.L.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Talisman Resources (Bahamas) Limited (7)	Paladin Resources Limited	Bahamas	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Talisman Resources (North West Java) Limited	Talisman UK (South East Sumatra) Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Talisman UK (South East Sumatra) Limited	Paladin Resources Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Transportadora Sulbrasileira de Gas S.A.	Repsol Exploração Brasil Ltda.	Brasil	Construcción y explotación de un gasoducto	P.E.	25,00	25,00
Transworld Petroleum (U.K.) Limited	NEO Energy North Sea Limited (25)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	33,75	100,00
YPFB Andina S.A.	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	36,25	48,33
YPFB Transierra S.A.	YPFB Andina S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos por gasoducto y oleoducto	P.E.	16,13	44,50
INDUSTRIAL						
2G Chemical Plastic Recycling, S.L.	Acteco Productos y Servicios, S.L.	España	Gestión de residuos y reciclado mecánico de plásticos	P.E.	3,91	14,48
8787352 Canada Ltd.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00
Acteco Productos y Servicios, S.L.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Gestión de residuos y reciclado mecánico de plásticos	P.E.	27,00	27,00
Acteco Recycling Services S.A.R.L (4)	Acteco Productos y Servicios, S.L.	España	Gestión de residuos y reciclado mecánico de plásticos	P.E.	27,00	100,00
Alba Emission Free Energy, S.A.	Petróleos del Norte, S.A. - PETRONOR	España	Actividades de descarbonización	I.G.	85,98	100,00
Alquy Serveis Informatics, S.L (10)	Acteco Productos y Servicios, S.L.	España	Venta al por mayor, instalación y mantenimiento de equipos informáticos.	P.E.	27,00	100,00
Asfaltos Españoles, S.A. - ASESA (3)	Repsol Petróleo, S.A.	España	Producción de asfaltos	O.C.	50,00	49,99
Basque Hydrogen, S.L.	Alba Emission Free Energy, S.A.	España	Actividades de descarbonización	P.E.	43,85	51,00
Bay of Biscay Hydrogen, S.L.	Alba Emission Free Energy, S.A.	España	Actividades de descarbonización	I.G.	85,98	100,00
Biodiesel Bilbao, S.L.U.	Bunge Iberica, S.A.	España	Producción, adquisición, molturación, venta, importación, exportación y comercialización de productos agroindustriales, semillas oleaginosas, aceites y derivados, así como actividades relacionadas con biocombustibles.	P.E.	40,00	100,00
Bioenergía Els Vents, S.L.U.	The Green Vector Renovables, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	15,60	100,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2025		
				Método de conso. ⁽¹⁾	%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
Bioenergía Gas Renovable II, S.L.U.	Genia Bioenergy, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	31,20	100,00
Bioenergía Gas Renovable IV, S.L.U.	The Green Vector Renovables, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	15,60	100,00
Bioenergía Gas Renovable V, S.L.U.	The Green Vector Renovables, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	15,60	100,00
Bioenergía Gas Renovable VII, S.L.U.	The Green Vector Renovables, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	15,60	100,00
Bioenergía GBP I, LDA	Genia Bioenergy Portugal, LDA	Portugal	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	30,88	100,00
Bioenergía GBP II, LDA	Genia Bioenergy Portugal, LDA	Portugal	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	30,88	100,00
Bioenergía GBP III, LDA	Genia Bioenergy Portugal, LDA	Portugal	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	30,88	100,00
Bioenergía GBP IV, LDA	Genia Bioenergy Portugal, LDA	Portugal	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	30,88	100,00
Biscay Eco Aggregates, S.L.	Alba Emission Free Energy, S.A.	España	Planta de fijación de CO ₂ para la valorización material de residuos en eco-áridos (mineralización)	I.G.	64,48	75,00
Biscay Pyrolytic Ecomaterials, S.L.	Alba Emission Free Energy, S.A.	España	Planta piloto de pirolisis HUB, para la fabricación de biobunker a partir de residuos sólidos urbanos	I.G.	85,98	100,00
Bunge Iberica, S.A.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Producción, adquisición, molturación, venta, importación, exportación y comercialización de productos agroindustriales, semillas oleaginosas, aceites y derivados, así como actividades relacionadas con biocombustibles.	P.E.	40,00	40,00
Cartagena Hydrogen Network, S.L.U.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Desarrollo de procesos de producción, almacenamiento transporte, uso, consumo y transformación de hidrógeno	I.G.	75,10	75,10
Cogeneración Gequisa, S.A.	General Química, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	19,50	39,00
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Prestación de servicios marítimos	I.G.	99,25	100,00
Dynasol China S.A. de C.V.	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	México	Prestación de servicios	P.E.	50,00	100,00
Dynasol Elastomeros S.A. de C.V.	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	México	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.	50,00	99,99
Dynasol Elastomeros, S.A.U.	Dynasol Gestión, S.L.	España	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.	50,00	100,00
Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	Repsol Materials S.A. ⁽³⁰⁾	México	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.	50,00	50,00
Dynasol Gestión, S.L.	Repsol Materials S.A. ⁽³⁰⁾	España	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.	50,00	50,00
Dynasol Llc.	Dynasol Gestión, S.L.	Estados Unidos	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.	50,00	100,00
Ecoaqua Colchones, S.L.	Acteco Productos y Servicios, S.L.	España	Tratamiento, almacenaje, reciclajes y eliminación de residuos no peligrosos, la separación y clasificación de materiales y la valoración de materiales ya clasificados, en especial de colchones usados.	P.E.	9,45	35,00
Ecoplanta Molecular Recycling Solutions, S.L.U.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Promoción, diseño, construcción y explotación de instalaciones de reciclaje molecular.	I.G.	100,00	100,00
Enerkem Spain Holding, S.L.U.	Enerkem, Inc.	España	Producción y comercialización de productos químicos	I.G.	66,67	100,00
Enerkem, Inc.	Repsol Materials S.A. ⁽³⁰⁾	Canadá	Producción y comercialización de productos químicos	I.G.	66,67	66,67

Diciembre 2025

%

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2025		
				Método de conso. (1)	Part. Efectiva	Part. Control (2)
General Química, S.A.U.	Dynasol Gestión, S.L.	España	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.	50,00	100,00
Genia Bioenergy Investments, S.L.U.	Genia Bioenergy, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	31,20	100,00
Genia Bioenergy Portugal, LDA	Genia Bioenergy, S.L.	Portugal	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	30,88	99,00
Genia Bioenergy, S.L.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	31,20	31,20
Grupo Repsol del Perú S.A.C - GREPESAC	Repsol Perú B.V.	Perú	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00
IB Trading, Lda.	Ibero Waste Trading, S.L.	Portugal	Gestión de residuos	P.E.	55,00	100,00
Iberian Lube Base Oils Company, S.A. (3)	Repsol Petróleo, S.A.	España	Desarrollo y producción de bases lubricantes	O.C.	30,00	29,99
Ibero Waste Trading, S.L.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Gestión de residuos	P.E.	55,00	55,00
Industrias Negromex S.A. de C.V.	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	México	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.	50,00	99,99
INSA GPRO (Nanjing) Synthetic Rubber Co., Ltd	Dynasol China S.A. de C.V.	China	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.	25,00	50,00
Moyresa Girasol, S.L.U.	Bunge Iberica, S.A.	España	Producción, adquisición, molturación, venta, importación, exportación y comercialización de productos agroindustriales, semillas oleaginosas, aceites y derivados, así como actividades relacionadas con biocombustibles.	P.E.	40,00	100,00
Murevi Energy S.L.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Prestación de servicios marítimos	P.E.	40,00	40,00
Petróleos del Norte, S.A. - PETRONOR	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Construcción y explotación de una refinería de petróleo	I.G.	85,98	85,98
Petronor Innovación, S.L.	Petróleos del Norte, S.A. - PETRONOR	España	Actividades de investigación	I.G.	85,98	100,00
POLIDUX, S.A.	Repsol Materials S.A. (30)	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00
Refinería La Pampilla S.A.A. - RELAPA SAA	Repsol Perú B.V.	Perú	Refino y comercialización de hidrocarburos.	I.G.	99,20	99,20
Relkia Distribuidora de Electricidad, S.L.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Distribución de energía eléctrica	I.G.	99,97	100,00
Remolcadores Portuarios de Tarragona, S.L. (3)	Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	España	Actividades anexas al transporte marítimo y por vías navegables interiores	O.C.	38,00	37,71
Remolcadores Puerto A Coruña, A.I.E. (3)	Repsol Petróleo, S.A.	España	Actividades anexas al transporte marítimo y por vías navegables interiores	O.C.	60,00	59,98
Repsol Canada Ltd.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	Canadá	Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00
Repsol Chemie Deutschland GmbH	Repsol Materials S.A. (30)	Alemania	Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00
Repsol Comercial S.A.C. - RECOSAC	Refinería La Pampilla S.A.A. - RELAPA SAA	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	99,20	100,00
Repsol Energy North America Canada Partnership	Saint John LNG Limited Partnership	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00
Repsol Energy North América Corporation	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	Estados Unidos	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00
Repsol Energy Perú S.A.C.	Repsol Comercial S.A.C. - RECOSAC	Perú	Venta de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos	I.G.	99,20	100,00
Repsol Industrial Services North America LLC	Repsol Energy North América Corporation	Estados Unidos	Prestación de servicios	I.G.	100,00	100,00
Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	Repsol, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00
Repsol LNG Holding, S.A.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00
Repsol Marketing S.A.C	Repsol Customer Centric, S.L.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	97,79	100,00
Repsol Materials S.A. (30)	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00
Repsol Perú B.V.	Repsol, S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00
Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Importación de productos y explotación de refinerías	I.G.	100,00	100,00
Repsol Polímeros, Unipessoal, Lda.	Repsol Materials S.A. (30)	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00

Diciembre 2025

%

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2025		
				Método de conso. (1)	Part. Efectiva	Part. Control (2)
Repsol Renewable and Circular Solutions, S.A.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Producción, almacenamiento, consumo y transformación de hidrógeno	I.G.	100,00	100,00
Repsol Trading Perú, S.A.C	Repsol Trading, S.A.	Perú	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00
Repsol Trading Singapore Pte. Ltd.	Repsol Trading, S.A.	Singapur	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00
Repsol Trading USA LLC	Repsol Energy North América Corporation	Estados Unidos	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00
Repsol Trading, S.A.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00
Rice to Energy, S.L.	Genia Bioenergy Investments, S.L.U.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	10,29	33,00
Saint John LNG Development Company LTD	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	Canadá	Proyecto de inversión planta de licuefacción en Canadá	I.G.	100,00	100,00
Saint John LNG Limited Partnership	Saint John LNG Development Company LTD	Canadá	Prestación de servicios al Proyecto de inversión planta de licuefacción en Canadá	I.G.	100,00	100,00
Servicios de Seguridad Mancomunados, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Seguridad	I.G.	99,95	100,00
SPV BGR Edison, S.L.U.	Genia Bioenergy, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	31,20	100,00
SPV BGR I, S.L.U.	Bioenergía Gas Renovable II, S.L.U.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	31,20	100,00
SPV BGR II, S.L.U.	Bioenergía Gas Renovable II, S.L.U.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	31,20	100,00
SPV BGR III, S.L.U.	Bioenergía Gas Renovable II, S.L.U.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	31,20	100,00
SPV BIO Cataluña Central, S.L.U. (4)	Genia Bioenergy, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	31,20	100,00
SPV BIO RIO Huerva, S.L.U. (4)	Genia Bioenergy, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	31,20	100,00
SPV BIO Salas, S.L.U.	Genia Bioenergy, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	31,20	100,00
SPV BIO Salerno, S.L.U.	Genia Bioenergy, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	31,20	100,00
SPV BIO Venta de Baños, S.L.U. (4)	Genia Bioenergy, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	31,20	100,00
SPV BIO Vilches, S.L.U. (4)	Genia Bioenergy, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	32,20	100,00
Synkedia Biscay, A.I.E.	Alba Emission Free Energy, S.A.	España	Construcción y operación de una planta demo para la síntesis de productos renovables	P.E.	42,99	50,00
Tarragona Hydrogen Network, S.L.U.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Desarrollo de procesos de producción, almacenamiento transporte, uso, consumo y transformación de hidrógeno	I.G.	100,00	100,00
The Green Vector Renovables, S.L.	Genia Bioenergy, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.	15,60	50,00
Tucan LNG, S.á.r.l.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	Luxemburgo	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00
Ziteco, S.A.R.L.	Acteco Productos y Servicios, S.L.	España	Gestión, almacenamiento y compra/venta de residuos industriales, así como el alquiler de equipos para dichos menesteres.	P.E.	9,45	35,00

Diciembre 2025

%

Nombre	Matriz	País	Objeto social	%		
				Método de conso. (1)	Part. Efectiva	Part. Control (2)
CLIENTE						
Air Miles España, S.A.	Repsol Soluciones Energéticas, S.A. (12)	España	Programa Travel Club. Servicios de fidelización	P.E.	29,34	30,00
Arteche y García, S.L.U.	Repsol Soluciones Energéticas, S.A. (12)	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	97,80	100,00
ASA - Abastecimentos e Serviços de Aviação, Lda	Repsol Portuguesa, Lda.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	48,89	50,00
Bardahl de México, S.R.L. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.	47,92	49,00
Becsol, S.A.	Repsol Soluciones Energéticas, S.A. (12)	Andorra	Distribución de productos petrolíferos	P.E.	32,52	33,25
Camps Estaciones de Servicio, S.A. - CAMPSARED	Repsol Soluciones Energéticas, S.A. (12)	España	Explotación y gestión de estaciones de servicio	I.G.	97,80	100,00
CI Repsol Downstream Colombia S.A.S.	Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	Colombia	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,79	100,00
Cide HCEnergía, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de energía eléctrica, gas natural u otros productos y servicios energéticos	P.E.	48,90	50,01
Comercializador de Referencia Energético, S.L.U.	Cide HCEnergía, S.A.	España	Comercialización de energía eléctrica	P.E.	48,90	100,00
Compañía Anónima de Revisiones y Servicios, S.A. -	Repsol Soluciones Energéticas, S.A. (12)	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	92,91	95,00
Distribución de Andalucía Oriental, S.A. - DAOSA	Repsol Soluciones Energéticas, S.A. (12)	España	Comercialización de carburantes	P.E.	48,90	50,00
Distribuidora de Petróleos, S.A. - DIPESA	Repsol Soluciones Energéticas, S.A. (12)	España	Comercialización de carburantes	I.G.	83,13	85,00
Ekiluz Energía Comercializadora, S.L.U.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de energía eléctrica	I.G.	97,79	100,00
Endomexicana Rentas y Servicios, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.	39,12	40,00
Energía Distribuida del Norte, S.A.U.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Construcción y explotación de una refinería de petróleo	I.G.	97,79	100,00
Energía Libre Comercializadora, S.L.U.	On Demand Facilities, S.L.U.	España	Comercialización de energía eléctrica, gas natural u otros productos y servicios energéticos	P.E.	68,53	100,00
Estación de Servicio Barajas, S.A.	Repsol Soluciones Energéticas, S.A. (12)	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	93,89	96,00
Estación de Servicio Montsia, S.L.	Repsol Soluciones Energéticas, S.A. (12)	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	P.E.	48,90	50,00
Evsare, Tecnologías de Recarga, S.L.U.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Puntos de recarga de vehículo eléctrico	I.G.	97,79	100,00
Gaolania Servicios, S.L.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de energía eléctrica, gas natural u otros productos y servicios energéticos	I.G.	88,01	90,00
Gespost - Gestão e Administração de Postos de Abastecimento Unipessoal, Lda	Repsol Portuguesa, Lda.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,79	100,00
IBIL H2, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Puntos de recarga de vehículo eléctrico	P.E.	48,89	50,00
Instalaciones Smart Spain, S.L.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Instalación de soluciones de autoconsumo energético y/o puntos de recarga eléctrica	P.E.	48,89	50,00
Klikin Deals Spain, S.L.U.	Repsol Soluciones Energéticas, S.A. (12)	España	Gestión de clientes y de marketing de productos petrolíferos	I.G.	97,80	100,00
Medusa, Alternativas de Suministro Eléctrico, S.L.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Instalación de soluciones de autoconsumo energético y/o puntos de recarga eléctrica	P.E.	48,89	50,00
Muvext, S.A.	Repsol Portuguesa, Lda.	Portugal	Operador de Movilidad Eléctrica	P.E.	71,22	72,83
OC Electricidad y Gas, S.L.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de energía eléctrica, gas natural u otros productos y servicios energéticos	P.E.	45,25	46,27
On Demand Facilities, S.L.U.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de energía eléctrica, gas natural u otros productos y servicios energéticos	P.E.	68,53	70,08
PT Pacific Lubritama Indonesia	United Oil Company Pte. LTD.	Indonesia	Producción y distribución de lubricantes	P.E.	37,16	95,00
Repsiti Comercializadora Regulada S.L.U.	Repsol Comercializadora de Electricidad y Gas, S.L.U.	España	Comercialización de energía eléctrica	I.G.	97,79	100,00
Repsol Butano, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de GLP	I.G.	97,79	100,00

Diciembre 2025

%

Nombre	Matriz	País	Objeto social	%		
				Método de conso. (1)	Part. Efectiva	Part. Control (2)
Repsol Comercializadora de Electricidad y Gas, S.L.U.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de energía eléctrica, gas natural u otros productos y servicios energéticos	I.G.	97,79	100,00
Repsol Customer Centric, S.L.	Repsol, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	97,79	100,00
Repsol Directo, S.A.	Repsol Soluciones Energéticas, S.A. (12)	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,80	100,00
Repsol Directo, Unipessoal, Lda.	Repsol Portuguesa, Lda.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,79	100,00
Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	97,79	100,00
Repsol Downstream México, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	México	Producción y distribución de lubricantes	I.G.	97,79	100,00
Repsol Gás Portugal, Unipessoal, Lda.	Repsol Butano, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	97,79	100,00
Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Fabricación y comercialización de derivados del petróleo	I.G.	97,79	100,00
Repsol Lubrificantes e Especialidades Brasil Ltda.	Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	Brasil	Producción y distribución de lubricantes	I.G.	97,79	100,00
Repsol Marketing France, S.A.S.U.	Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	Francia	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,79	100,00
Repsol Portuguesa, Lda.	Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,79	100,00
Repsol Services Mexico, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	97,79	100,00
Repsol Soluciones Energéticas, S.A. (12)	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,80	100,00
SABA - Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda.	Repsol Portuguesa, Lda.	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	24,45	25,00
Servicios Logísticos de Combustibles de Aviación, S.L	Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Transporte de productos petrolíferos de aviación	P.E.	48,90	50,00
Solar360 de Repsol y Movistar, S.L.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Desarrollo y comercialización de productos y/o servicios de autoconsumo fotovoltaico	P.E.	48,89	50,00
Solar360 Soluciones de Instalación y Mantenimiento, S.L.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización, gestión y prestación de servicios relacionados con el equipamiento de autoconsumo fotovoltaico	P.E.	47,92	49,00
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	97,79	100,00
Solred, S.A.	Repsol Soluciones Energéticas, S.A. (12)	España	Gestión de medios de pago en Estaciones de Servicio	I.G.	97,80	100,00
Terminales Canarias, S.L.	Repsol Soluciones Energéticas, S.A. (12)	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	P.E.	48,90	50,00
Unioil Lubricants. Inc	Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	Filipinas	Producción y distribución de lubricantes	P.E.	39,12	40,00
United Oil Company Pte. LTD.	Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	Singapur	Producción y distribución de lubricantes	P.E.	39,12	40,00
Valtec Premium Lubricant, S.R.L. (4)	Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	Rumanía	Producción de lubricantes	P.E.	43,03	44,00
WIB Advance Mobility, S.L.	Repsol Soluciones Energéticas, S.A. (12)	España	Alquiler de vehículos compartidos en ciudad.	P.E.	48,90	50,00

GENERACIÓN BAJA EN CARBONO

Agua Amarga Wind LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Alectoris Energía Sostenible 1, S.L.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	51,00
Alectoris Energía Sostenible 3, S.L.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	51,00
Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	51,00
Araste SPV 2021, S.L.U.	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Arco Energía 1, S.L.U.	Generación y Suministro de Energía, S.L.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Arco Energía 2, S.L.U.	Generación y Suministro de Energía, S.L.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Arco Energía 3, S.L.U.	Generación y Suministro de Energía, S.L.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Arco Energía 4, S.L.U.	Generación y Suministro de Energía, S.L.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00

Diciembre 2025

%

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. (1)	%	
					Part. Efectiva	Part. Control (2)
Arco Energía 5, S.L.U.	Generación y Suministro de Energía, S.L.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Arcos 400 Renovables, A.I.E.	Arco Energía 3, S.L.U.	España	Infraestructuras comunes de evacuación de la electricidad	P.E.	18,76	49,05
Baschenis, S.R.L.	PI Italy 2, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Basque Transmission I LLC	Basque Wind Holdings LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Basque Wind Holdings LLC	ConnectGen Operating LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Be.Na, S.r.l.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	45,00	60,00
Bighorn Renewables LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Boalar Energías, S.L.U.	Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
BPC Energy, S.R.L.	PI Italy, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Capital Region Energy Storage LLC	CG NYISO LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Cedar Crossing Wind LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Cefiro Holdco 1, S.L.U.	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Cefiro Holdco 10, S.L.U.	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Cefiro Holdco 11, S.L.U.	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Cefiro Holdco 12, S.L.U.	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Cefiro Holdco 2, S.L.U.	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Cefiro Holdco 3, S.L.U.	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Cefiro Holdco 4, S.L.U.	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Cefiro Holdco 5, S.L.U.	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Cefiro Holdco 6, S.L.U.	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Cefiro Holdco 7, S.L.U.	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Cefiro Holdco 8, S.L.U.	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Cefiro Holdco 9, S.L.U.	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Cefiro Holdco, S.L.U.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
CG Apache County Solar II LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Apache County Solar LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Apache County Wind II LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Apache County Wind LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Cochise County LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Fountain Wind Holdings LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Fountain Wind LLC	CG Fountain Wind Holdings LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Fulton County LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Grimes County LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Henry County LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Hurricane Wash LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Leon County II LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Leon County LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Northwestern Solar I LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00

Diciembre 2025

%

Método de conso. ⁽¹⁾ Part. Efectiva Part. Control ⁽²⁾

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
CG Northwestern Solar II LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Northwestern Wind I LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Northwestern Wind II LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG NYISO LLC	ConnectGen Transmission LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Pike Creek LLC	Pike Creek Holdings LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Prairie Creek LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG SB Group Holdings LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Six Mile Solar I LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Six Mile Solar II LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Three Points LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Western Renewables II LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Western Renewables III LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Western Renewables IV LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Western Renewables IX LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Western Renewables LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Western Renewables V LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Western Renewables VI LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Western Renewables VII LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Western Renewables VIII LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Western Renewables X LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Yakima Solar I LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Yakima Solar II LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Clean Venture Acquisition LLC	ConnectGen Operating LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Clemer, S.R.L.	PI Italy, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Albany County LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Cayuga County LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Chautauqua County LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Cross Road LLC	IES ConnectGen Holdings LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Development LLC	ConnectGen LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen East LLC	ConnectGen Operating LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen East Storage LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Erie-Wyoming LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Laramie County LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen LLC	Repsol US Renewables, LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Management Holdings LLC	ConnectGen LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Montgomery County LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen New York LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen NY Solar LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00

Diciembre 2025

%

Nombre	Matriz	País	Objeto social	%		
				Método de conso. (1)	Part. Efectiva	Part. Control (2)
ConnectGen Operating LLC	ConnectGen LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Phoenix Valley LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Services LLC	ConnectGen LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen South Wrentham LLC	IES ConnectGen Holdings LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Transmission LLC	ConnectGen LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen West LLC	ConnectGen Operating LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Cyrasol Energía I, S.R.L.	PI Italy, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Cyrasol Energía III, S.R.L.	PI Italy, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Cyrasol Energía IV, S.R.L.	PI Italy, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Damien, S.R.L.	PI Italy, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Desarrollo Eólico Las Majas VII, S.L.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,24	50,99
Desarrollo Eólico Las Majas VIII, S.L.U.	Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Desarrollo Eólico Las Majas XIV, S.L.U.	Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Desarrollo Eólico Las Majas XV, S.L.U.	Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Desarrollo Eólico Las Majas XXVII, S.L.U.	Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Desarrollo Eólico Las Majas XXXI S.L.U. (38)	Iberen Renovables, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Desarrollos Eólicos El Saladar S.L.U. (38)	Iberen Renovables, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energía Célula, S.L.U.	Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Energía Electrones, S.L.U.	Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Energía Eólica Foque, S.L.U. (38)	Iberen Renovables, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energía Eólica La Mayor, S.L.U. (38)	Iberen Renovables, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energía Eólica Timón, S.L.U. (38)	Iberen Renovables, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energía Inagotable de Cerbero, S.L.U.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energía Inagotable de Menecio, S.L.U.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energía Inagotable de Oalas, S.L.U.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energía Inagotable de Odiseo, S.L.U.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energía Inagotable de Perses, S.L.U.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energía Inagotable de Selene, S.L.U.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energía Inagotable del Proyecto Lera, S.L.U.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energía Inagotable del Proyecto San Vicente, S.L.U.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energías Inagotable de Felis, S.L.U.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energías Renovables de Belenus, S.L.U.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energías Renovables de Brigid, S.L.U.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energías Renovables de Cilene, S.L.U. (38)	Iberen Renovables, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energías Renovables de Dione, S.L.U.	Generación y Suministro de Energía, S.L.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Energías Renovables de Epona, S.L.U.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energías Renovables de Fontus, S.L.U.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energías Renovables de Fulgora, S.L.U.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2025		
				Método de conso. ⁽¹⁾	%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
Energías Renovables de Gladiateur 18, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energías Renovables de Hidra, S.L.U. ⁽³⁸⁾	Iberen Renovables, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energías Renovables de Honos, S.L.U.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energías Renovables de Kore, S.L.U. ⁽³⁸⁾	Iberen Renovables, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energías Renovables de Lisitea, S.L.U.	Generación y Suministro de Energía, S.L.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Energías Renovables de Polux, S.L.U.	Generación y Suministro de Energía, S.L.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Eólica de Taltal, SpA	Repsol Chile, SpA	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Eólica Montesinos, S.L.U.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ERNC Loa, SpA	Repsol Ibereólica Renovables Chile, SpA	Chile	Producción de energía eléctrica	P.E.	37,50	100,00
Evita Transmission LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Four Creeks LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Four Winds Investco, S.L.U.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Frye Solar LLC ⁽¹⁷⁾⁽³²⁾	Pecos Renewables North America LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	P.E.	40,31	100,00
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa V, S.L.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	51,00
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa VI, S.L.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	51,00
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XI, S.L.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	51,00
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XII, S.L.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	51,00
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XIII, S.L.U.	Generación y Suministro de Energía, S.L.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XIV, S.L.U.	Generación y Suministro de Energía, S.L.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XVIII, S.L.U.	Generación y Suministro de Energía, S.L.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XX, S.L.U.	Generación y Suministro de Energía, S.L.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Gemini Wind, S.R.L.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Generación Eólica El Vedado, S.L.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	51,00
Generación y Suministro de Energía, S.L.	Repsol Wind and Solar Spain, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica y sociedad de cartera	I.G.	38,25	51,00
Georges, S.R.L.	PI Italy, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Gimsan SPV 2021, S.L.U.	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Giovanni, S.R.L.	PI Italy, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Gruppo Visconti Turi, S.R.L.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Gulf Coast Offshore Wind, LLC	Repsol US Renewables, LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Gustave, S.R.L.	PI Italy, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Heritage Prairie Solar LLC	Illinois Wind Infrastructure Holdings LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	P.E.	37,50	100,00
Hispánica de Desarrollos Energéticos Sostenibles, S.L.U.	Generación y Suministro de Energía, S.L.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Iberen Renovables, S.A.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
IES ConnectGen Holdings LLC	Interconnect Energy Storage LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Illinois Generation LLC	Illinois Wind Infrastructure Holdings LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	P.E.	37,50	100,00
Illinois Wind Infrastructure Holdings LLC	Clean Venture Acquisition LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	P.E.	37,50	50,00
Illinois Wind Transmission LLC	Illinois Wind Infrastructure Holdings LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	P.E.	37,50	100,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2025		
				%		
				Método de conso. ⁽¹⁾	Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
Infraestructuras Compartidas Nudo Montetorrero, A.I.E.	Soluciones Tecnológicas de Energías Verdes, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Instalaciones Comunes Cerrato, A.I.E.	Iberen Renovables, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica	P.E.	38,16	56,13
Interconnect Energy Storage LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ISC Greenfield 1, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ISC Greenfield 10, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ISC Greenfield 13, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ISC Greenfield 17, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ISC Greenfield 18, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ISC Greenfield 19, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ISC Greenfield 2, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ISC Greenfield 20, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ISC Greenfield 24, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ISC Greenfield 25, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ISC Greenfield 3, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ISC Greenfield 4, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ISC Greenfield 5, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ISC Greenfield 6, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ISC Greenfield 8, S.L.U. ⁽³⁹⁾	Iberen Renovables, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ISC Greenfield 9, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Jackson, S.R.L.	PI Italy, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Jasper, S.R.L.	PI Italy, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Jicarilla Solar 1 Bond Purchaser LLC	Jicarilla Solar 1 LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	40,31	100,00
Jicarilla Solar 1 Class B, LLC ⁽³²⁾	Pecos Renewables North America LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	40,31	100,00
Jicarilla Solar 1 Holdings, LLC	Jicarilla Solar 1 Class B, LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	40,31	100,00
Jicarilla Solar 1 LLC	Jicarilla Solar 1 Holdings, LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	P.E.	40,31	100,00
Jicarilla Solar 2 Bond Purchaser LLC	Jicarilla Solar 2 LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	40,31	100,00
Jicarilla Solar 2 Class B, LLC ⁽³²⁾	Pecos Renewables North America LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	40,31	100,00
Jicarilla Solar 2 Holdings LLC	Jicarilla Solar 2 Class B, LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	40,31	100,00
Jicarilla Solar 2 LLC	Jicarilla Solar 2 Holdings, LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	P.E.	40,31	100,00
Jicarilla Storage 1 Bond Purchaser LLC	Jicarilla Storage 1 LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	40,31	100,00
Jicarilla Storage 1 LLC	Jicarilla Solar 1 Holdings, LLC	Estados Unidos	Almacenamiento de energía	P.E.	40,31	100,00
Keith, S.R.L.	PI Italy, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Knights Ferry Solar LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Laat Páramo de Sardón, A.I.E.	Iberen Renovables, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica	P.E.	44,27	59,02
Laramie Range Wind LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
LCG Renewables Energies France Limited	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Lighthouse Renewables, Corp.	Repsol Renewables US HoldCo LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Lincoln Pin Solar LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Lincoln Woods LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Lorenzo, S.R.L.	PI Italy, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Mafra Solar, S.R.L.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	64,50	86,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2025		
				Método de conso. ⁽¹⁾	%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
Meridian Creek LLC	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Meridian Lake LLC	ConnectGen LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Michelangelo, S.R.L.	PI Italy, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Natural Power Development, S.L.U.	Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Nesa Vento Galego 1, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Nesa Vento Galego 2, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Nesa Vento Galego 3, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
New Energy Viven, S.R.L.	PI Italy 2, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Ninety West Solar LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Nudo Manzanares 220 KV, A.I.E.	Tramperase, S.L.	España	Infraestructuras comunes de evacuación de la electricidad	P.E.	10,56	27,60
Outpost Solar Class B LLC	Outpost Solar SellCo LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Outpost Solar Holding LLC	Outpost Solar Class B LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Outpost Solar LLC (18)(37)	Outpost Solar Holding LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Outpost Solar SellCo LLC	Repsol Renewables OpCo LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Paolo, S.R.L.	PI Italy, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Páramo de Sardón Promotores, A.I.E.	Iberen Renovables, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	53,99	71,98
Parque Eólico Antofagasta, SpA	Eólica de Taltal, SpA	Chile	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Parque Eólico Atacama, SpA	Repsol Ibereólica Renovables Chile, SpA	Chile	Producción de energía eléctrica	P.E.	37,50	100,00
Parque Eólico Valle de Iguña, S.L.	Repsol Ureño, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Parque FV Hércules, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Parque FV Orión, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Parque FV Taurus, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Paul, S.R.L.	PI Italy, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
PE Cabo Leones III, SpA	Repsol Ibereólica Renovables Chile, SpA	Chile	Producción de energía eléctrica	P.E.	37,50	100,00
PE levante 4W, S.L.U.	Four Winds Investco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
PE Mistral 4W, S.L.U.	Four Winds Investco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
PE Tramontana 4W, S.L.U.	Four Winds Investco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Pecos Renewables North America LLC ⁽⁴⁰⁾	Repsol Renewables OpCo LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	P.E.	40,31	53,74
PI Italy 2, S.R.L.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
PI Italy, S.R.L.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Pieter, S.R.L.	PI Italy, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Pike Creek Holdings LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Pinnington Solar LLC ⁽¹⁶⁾	Repsol Renewables Development Company LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Promotores Valle-Atalaya, A.I.E.	Repsol Renovables, S.A.	España	Infraestructuras comunes de evacuación de la electricidad	P.E.	15,04	20,05
Puertollano Sunrise, S.L.	Repsol Puertollano Sunrise, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
PV Aries, S.R.L.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
PV El Tomillar, S.L.U.	Generación y Suministro de Energía, S.L.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
PV Italy 008, S.R.L.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2025		
				Método de conso. (1)	%	
					Part. Efectiva	Part. Control (2)
PV Sagittarius, S.R.L.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
PV Scorpio, S.R.L.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
PV Taurus, S.R.L.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Radira SPV 2021, S.L.U.	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Renovables Arroyo de la Luz, S.L.	Repsol Arroyo de la Luz, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Renovables Cerro Duran, S.L.	Repsol Cerro Comitre, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Renovables de Maials, S.L.	Repsol Maials, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Renovables de Olmedilla, S.L.	Repsol Renovables Olmedilla, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Renovables de Paramillos, S.L.	Repsol Paramillos, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Renovables de Peñarroya, S.L.	Repsol Virgen de Peñarroya, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Renovables de Velilla, S.L.	Repsol Velilla, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Renovables de Villarrobledo, S.L.	Repsol Villarrobledo, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Renovables Menores, S.L.	Repsol Menores, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Renovables Vientos del Solano, S.L.	Repsol Vientos del Solano, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Renovacyl, S.A.U.	Generación y Suministro de Energía, S.L.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Repsol Alà Dei Sardi, S.R.L. (36)	Repsol Renewables Italia, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Arroyo de la Luz, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Cerro Comitre, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Chile, SpA	Repsol Renovables, S.A.	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Repsol Financiera Renovables, S.A.	Repsol Renovables, S.A.	España	Financiera	I.G.	75,00	100,00
Repsol Gaude, S.R.L. (34)	Repsol Renewables Italia, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Generación Ciclos Combinados, S.L.U.	Repsol, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00
Repsol Generación Eléctrica, S.A.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Generación Hidráulica S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Iberoólica Renovables Chile, SpA	Repsol Chile, SpA	Chile	Sociedad de cartera	P.E.	37,50	50,00
Repsol LCG Energies Italia, S.r.l.	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Maials, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Menores, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Montepuccio 1, S.R.L. (34)	Repsol Renewables Italia, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Montepuccio 2, S.R.L. (34)	Repsol Renewables Italia, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Monti, S.R.L. (34)	Repsol Renewables Italia, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Nughedu, S.R.L. (34)	Repsol Renewables Italia, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Orria, S.R.L. (34)	Repsol Renewables Italia, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Paramillos, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Puertollano Sunrise, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Renewable Energies Adriatica, S.R.L.	Repsol Renewables Italia, S.R.L.	Italia	Desarrollo de proyectos greenfield y producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Renewable Energies Nord 1, S.R.L.	Repsol Renewables Italia, S.R.L.	Italia	Desarrollo de proyectos greenfield y producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Renewables Development Company LLC	Repsol Renewables US HoldCo LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00

Diciembre 2025

%

Nombre	Matriz	País	Objeto social	%		
				Método de conso. (1)	Part. Efectiva	Part. Control (2)
Repsol Renewables Italia, S.R.L.	Repsol Renovables, S.A.	Italia	Desarrollo de proyectos greenfield y producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Renewables North America, Inc.	Repsol Renovables, S.A.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Repsol Renewables OpCo Holding LLC	Repsol Renewables US HoldCo LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Repsol Renewables OpCo LLC	Repsol Renewables Opco Holding	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Renewables Services North America LLC	ConnectGen LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Renewables US HoldCo LLC	Repsol Renewables North America, Inc.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Repsol Renovables Consumos Industriales, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Renovables Olmedilla, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Renovables, S.A.	Repsol, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	75,00
Repsol San Mauro, S.R.L. (34)	Repsol Renewables Italia, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Servicios Renovables, S.A.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Representante en el mercado eléctrico y prestación de servicios a empresas del Grupo	I.G.	75,00	100,00
Repsol Ureño, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol US Renewables, LLC	Repsol Renewables US HoldCo LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Repsol Uta, S.R.L. (34)	Repsol Renewables Italia, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Velilla, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Venosa, S.R.L. (34)	Repsol Renewables Italia, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Vientos del Solano, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Villarobledo, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Virgen de Peñarroya, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Wind and Solar Spain, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Sandy Pond Energy LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Set Colectora Valle, A.I.E.	Repsol Renovables, S.A.	España	Infraestructuras comunes de evacuación de la electricidad	P.E.	18,80	25,07
Set Promotores Sax, A.I.E.	Repsol Renovables, S.A.	España	Infraestructuras comunes de evacuación de la electricidad	P.E.	12,87	17,15
Set Sardón, A.I.E.	Iberen Renovables, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	52,59	70,12
Sidney, S.R.L.	Jackson, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Societa Agricola, S.R.L.	PI Italy, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Solar Fotovoltaica Villena, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Soluciones Tecnológicas de Energías Verdes, S.L.U.	Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Somonauk Solar LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Southern Tier Energy Storage LLC	CG NYISO LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Take Wing Renewables LLC (31)	Repsol Renewables OpCo Holding LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Three Mounds Solar LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Tramperase, S.L.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	51,00
Trillo Solar Fotovoltaica, S.L.U. (38)	Iberen Renovables, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Trillo Solar Fotovoltaica 2, S.L.U. (38)	Iberen Renovables, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Trillo Solar Fotovoltaica 3, S.L.U. (38)	Iberen Renovables, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Trillo Solar Fotovoltaica 4, S.L.U. (38)	Iberen Renovables, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Valdesolar Hive, S.L.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	51,00
Vento Continuo Galego, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00

Diciembre 2025

%

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. (1)	Part. Control (2)	
					Efectiva	
Vincent, S.R.L.	PI Italy, S.R.L.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Viveiro PE Galicia, S.L.U.	Four Winds Investco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Walnut Hill Solar LLC	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Western NY Energy Storage LLC	CG NYISO LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CORPORACIÓN						
Albatros S.A.R.L.	Repsol, S.A.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00
Begas Fabrika, S.L.	Begas Motor, S.L.	España	Fabricación, transformación y venta de vehículos a motor, fabricación de equipos eléctricos y electrónicos, piezas y accesorios para vehículos a motor.	P.E.	11,72	100,00
Begas Motor, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	España	Fabricación, transformación y venta de vehículos a motor, fabricación de equipos eléctricos y electrónicos, piezas y accesorios para vehículos a motor.	P.E.	11,72	11,72
Beltxarga, S.à.r.l.	Albatros S.A.R.L.	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00
DACMa, GmbH	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Alemania	Desarrollo y comercialización tecnología para captura directa CO ₂	P.E.	16,00	16,00
Darwin Bioprospecting Excellence, Sociedad Limitada	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	España	Desarrollo de tecnologías medioambientales basadas en procesos biológicos.	P.E.	21,43	21,43
Ezzing Building Synergies S.L.	Ezzing Renewable Energies, S.L.	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	P.E.	24,03	100,00
Ezzing Operations Spain S.L.	Ezzing Renewable Energies, S.L.	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	P.E.	24,03	100,00
Ezzing Renewable Energies, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	P.E.	24,03	24,03
Finboot Tech, S.L.	Finboot, Ltd.	España	Uso de la tecnología Blockchain con foco para su aplicación en los sectores de la energía, retail y automoción	P.E.	5,89	100,00
Finboot, Ltd.	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Reino Unido	Uso de la tecnología Blockchain con foco para su aplicación en los sectores de la energía, retail y automoción	P.E.	5,89	5,89
Gaviota RE, S.A. (6)	Albatros S.A.R.L.	Luxemburgo	Seguros y reaseguros.	I.G.	100,00	100,00
Ingelia, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	España	Servicios técnicos de ingeniería y otras actividades relacionadas con el asesoramiento técnico	P.E.	10,55	10,55
Net Zero Venture, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	España	Asesorar en materia de inversiones a la gestora de las dos Entidades de Capital Riesgo	P.E.	50,00	50,00
OGCI Climate Investments LLP	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Reino Unido	Desarrollo de tecnología	P.E.	9,09	9,09
Perseo Biotechnology, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	España	Fabricación, distribución y venta de biocombustibles	P.E.	24,99	24,99
Qilimanjaro Quantum Tech, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	España	Desarrollo de tecnología cuántica	P.E.	9,57	9,57
Recreus Industries, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	España	Distribución de productos petrolíferos	P.E.	16,67	16,67
Recreus USA INC	Recreus Industries, S.L.	Estados Unidos	Distribución de productos petrolíferos	P.E.	16,67	100,00
Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Repsol, S.A.	España	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00
Repsol Europe Finance, S.à.r.l.	Albatros S.A.R.L.	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00
Repsol Finance Brasil, S.A.R.L.	Repsol Exploração Brasil Ltda.	Luxemburgo	Sociedad de cartera y financiera	I.G.	100,00	100,00
Repsol Financial Trading, S.à.r.l.	Albatros S.A.R.L.	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00
Repsol Gestión de Divisa, S.L.	Repsol, S.A.	España	Financiera	I.G.	100,00	100,00
Repsol International Finance, B.V.	Repsol, S.A.	Países Bajos	Financiera	I.G.	100,00	100,00
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	Repsol, S.A.	España	Financiera	I.G.	100,00	100,00
Rocsole OY	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Finlandia	Desarrollo de tecnología	P.E.	1,11	1,11
SC Net Zero Ventures Fund I, F.C.R.E.	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	España	Desarrollo de tecnologías de bajas emisiones de gases de efecto invernadero	P.E.	26,88	26,88

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2025		
				Método de conso. ⁽¹⁾	%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
Smarkia Energy, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	España	Prestación de servicios de eficiencia energética sobre una plataforma Cloud	P.E.	33,51	33,51
Sybold Identity, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	España	Uso de la tecnología Blockchain con foco en identidad digital	P.E.	15,11	15,11
Trovant Technology, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	España	Desarrollo de tecnologías medioambientales basadas en procesos biológicos.	P.E.	14,76	14,76

⁽¹⁾ Método de consolidación:

I.G.: Integración global.

O.C.: Operación conjunta articulada a través de un vehículo independiente, que se integra en los estados financieros en función de la participación en los derechos y obligaciones sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos que surgen del acuerdo.

P.E.: Puesta en equivalencia.

⁽²⁾ Porcentaje correspondiente a la suma de participaciones directas de las sociedades matrices sobre la filial.

⁽³⁾ Participaciones en operaciones conjuntas (ver Anexo IB) que, estando articuladas a través de una Sociedad, este vehículo no limita sus derechos a los activos ni sus obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo.

⁽⁴⁾ Sociedades incorporadas al Grupo Repsol en el ejercicio 2025 (ver Anexo IC).

⁽⁵⁾ Sociedad en proceso de liquidación.

⁽⁶⁾ Esta sociedad posee participación minoritaria en la sociedad Everen Limited (4,92%), domiciliadas en Bermudas.

⁽⁷⁾ Esta sociedad, constituida legalmente en Bahamas, está domiciliada fiscalmente en Reino Unido.

⁽⁸⁾ Esta sociedad, constituida legalmente en Islas Vírgenes Británicas, está domiciliada fiscalmente en Reino Unido.

⁽⁹⁾ Esta sociedad, constituida legalmente en Islas Cayman, está domiciliada fiscalmente en Colombia.

⁽¹⁰⁾ Sociedad sin actividad.

⁽¹¹⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Oil & Gas Gulf of Mexico, LLC. El cambio tuvo lugar en abril 2025.

⁽¹²⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.. El cambio tuvo lugar en mayo 2025.

⁽¹³⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Exploración West Papúa IV, S.L.U. El cambio tuvo lugar en julio 2025.

⁽¹⁴⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Neo Energy Group Limited. El cambio tuvo lugar en julio 2025.

⁽¹⁵⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Saint John LNG, S.L. El cambio tuvo lugar en julio 2025.

⁽¹⁶⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Hecate Energy Longhorn Solar LLC. El cambio tuvo lugar en agosto 2025.

⁽¹⁷⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Hecate Energy Frye Solar LLC. El cambio tuvo lugar en agosto 2025.

⁽¹⁸⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Hecate Energy Outpost Solar LLC. El cambio tuvo lugar en agosto 2025.

⁽¹⁹⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Resources UK, Ltd. El cambio tuvo lugar en agosto 2025.

⁽²⁰⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Pension and Life Scheme Limited. El cambio tuvo lugar en agosto 2025.

⁽²¹⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Trustees (U.K.) Limited. El cambio tuvo lugar en agosto 2025.

⁽²²⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol LNS Limited. El cambio tuvo lugar en agosto 2025.

⁽²³⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Alpha Limited. El cambio tuvo lugar en agosto 2025.

⁽²⁴⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Beta Limited. El cambio tuvo lugar en agosto 2025.

⁽²⁵⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol North Sea Limited. El cambio tuvo lugar en agosto 2025.

⁽²⁶⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Delta Limited. El cambio tuvo lugar en agosto 2025.

⁽²⁷⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Zeta Limited. El cambio tuvo lugar en agosto 2025.

⁽²⁸⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Oil Trading Limited. El cambio tuvo lugar en agosto 2025.

⁽²⁹⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Transportation (UT) Limited. El cambio tuvo lugar en agosto 2025.

⁽³⁰⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Química, S.A. El cambio tuvo lugar en septiembre 2025.

⁽³¹⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol Renewables North America Inc. El cambio tuvo lugar en abril 2025.

⁽³²⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Take Wing Renewables, LLC. El cambio tuvo lugar en abril 2025.

⁽³³⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Fortuna International (Barbados), Inc. El cambio tuvo lugar en mayo 2025.

⁽³⁴⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol Renovables, S.A. El cambio tuvo lugar en julio 2025.

⁽³⁵⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol LNG Holding, S.A. y Repsol Industrial Transformation, S.L.U. El cambio tuvo lugar en julio 2025.

⁽³⁶⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Talisman Colombia Holdco, Ltd. El cambio tuvo lugar en julio 2025.

⁽³⁷⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol Renewables Development Company LLC. El cambio tuvo lugar en septiembre 2025.

⁽³⁸⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol Renovables, S.A. El cambio tuvo lugar en septiembre 2025.

⁽³⁹⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U. El cambio tuvo lugar en septiembre 2025.

⁽⁴⁰⁾ Esta sociedad se integra por el método de la participación al 93,8% en base a los derechos económicos del acuerdo.

⁽⁴¹⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol Exploración, S.A. El cambio tuvo lugar en noviembre 2025.

⁽⁴²⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol Exploración, S.A. El cambio tuvo lugar en diciembre 2025.

Anexo IB: Operaciones conjuntas del Grupo a 31 de diciembre de 2025

A continuación, se presentan las principales Operaciones Conjuntas (ver Nota 3.4) del Grupo Repsol (incluyendo aquellas en las que se participa a través de un negocio conjunto/sociedad participada)⁴⁹:

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad ⁽²⁾
UPSTREAM			
Argelia			
Bloque 405a	24,50%	Pertamina	Desarrollo/Producción
Reggane Nord	36,00%	Groupement Reggane Nord	Desarrollo/Producción
Australia			
JPDA 06-105 PSC	25,00%	ENI	En proceso de salida
Bolivia			
Arroyo Negro	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Boqueron	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Camiri	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Cascabel	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Cobra	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Enconada	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Guairuy	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
La Peña-Tundy	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Los Penocos	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Los Sauces	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Caipipendi (Margarita - Huacaya)	37,50%	Repsol	Desarrollo/Producción
Palacios	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Patuju	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Puerto Palos	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Rio Grande	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
San Antonio - Sabalo	24,17%	Petrobras	Desarrollo/Producción
San Alberto	24,17%	Petrobras	Desarrollo/Producción
Sirari	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Vibora	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Yapacani	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Brasil			
Albacora Leste	6,00%	PRIO	Desarrollo/Producción
BM-C-33 (C-M-539)	21,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
BM-S-50 (S-M-623) Sagitario	12,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-9 Concesion Sapinhoá	15,00%	Petrobras	Desarrollo/Producción
BM-S-9 PSC Sapinhoá	15,00%	Petrobras	Desarrollo/Producción
BM-S-9A Lapa	15,00%	TotalEnergies	Desarrollo/Producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol	En proceso de desmantelamiento
Angula	53,85%	Repsol	En proceso de desmantelamiento
Boquerón	61,95%	Repsol	En proceso de desmantelamiento
Casablanca-Montanazo Unificado	68,67%	Repsol	En proceso de desmantelamiento
Casablanca No Unificado	67,35%	Repsol	En proceso de desmantelamiento
Montanazo D	75,07%	Repsol	En proceso de desmantelamiento
Rodaballo	69,42%	Repsol	En proceso de desmantelamiento
Barracuda	60,21%	Repsol	En proceso de desmantelamiento

⁴⁹ Las operaciones conjuntas en el segmento Exploración y Producción incluyen los bloques de aquellas operaciones conjuntas en los que el Grupo dispone de dominio minero para la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos.

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad ⁽²⁾
Estados Unidos ⁽³⁾			
<i>Alaska</i>			
Horseshoe Unit	49,00%	Santos	Exploración
Pikka Unit	49,00%	Santos	Desarrollo/Producción
Quokka	44,70%	Santos	Exploración
Joint Lands Operating Agreement Area	49,00%	Santos	Exploración
<i>Golfo de América</i>			
Blacktip North - AC 335	50,00%	Llog	Exploración
Shenzi Unit	28,00%	Woodside	Desarrollo/Producción
Blacktip	50,00%	Llog	Exploración
Buckshot	50,00%	Llog	Exploración
Buckskin Unit	22,50%	Llog	Desarrollo/Producción
Buckskin North	22,50%	Llog	Exploración
Leon Unit	50,00%	Llog	Desarrollo/Producción
Castile North	50,00%	Llog	Exploración
Castile	35,63%	Llog	Desarrollo/Producción
Mollerussa	20,00%	Shell	Exploración
Noel	50,00%	Llog	Exploración
Green Canyon 608 (Shenzi Unit)	28,00%	Woodside	Desarrollo/Producción
Christmas Bay	20,00%	Shell	Exploración
La Sal	20,00%	Shell	Exploración
Mallorca	50,00%	Llog	Exploración
Dunharrow	40,00%	Talos	Exploración
Lemo	50,00%	Llog	Exploración
Sicily	33,00%	Llog	Exploración
Monument Walker Ridge 314	20,00%	Beacon	Exploración
Rafiki	50,00%	Talos	Exploración
Witchita	50,00%	Talos	Exploración
Taos	50,00%	Talos	Exploración
Tach and Jibe	50,00%	Talos	Exploración
Omaha	50,00%	Talos	Exploración
Hyperion	50,00%	Talos	Exploración
Helios	50,00%	Talos	Exploración
Halyard	50,00%	Talos	Exploración
Dodge City	50,00%	Talos	Exploración
Enterprise	50,00%	Talos	Exploración
Allyrion	50,00%	Talos	Exploración
Port Aransas North	45,00%	Talos	Almacenamiento de CO2
Mustang Island	45,00%	Talos	Almacenamiento de CO2
<i>Eagle Ford</i>			
Eagle Ford Texas	92,64%	Repsol	Desarrollo/Producción
<i>Marcellus</i>			
Marcellus (*) Exploration Unconventional	99,73%	Repsol	Exploración
Marcellus New York	84,77%	Repsol	Desarrollo/Producción
Marcellus Pennsylvania	83,08%	Repsol	Desarrollo/Producción
Libia			
NC115 Development	20,00%	Akacus	Desarrollo/Producción
NC115 Exploration	40,00%	Repsol	Exploración
NC186 Development	16,00%	Akacus	Desarrollo/Producción
NC186 Exploration	32,00%	Repsol	Exploración
México			
Bloque 9	50,00%	Eni	Exploración
Bloque 29	46,67% ⁽⁴⁾	Repsol	Exploración
Noruega			
PL 019 G	61,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 025	15,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 038C	70,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 052	27,00%	Equinor	En proceso de desmantelamiento
PL 092	7,65%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 120	7,70%	Equinor	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad ⁽²⁾
PL 120 CS	7,70%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 121	7,65%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 143 BS	100,00% ⁽⁵⁾	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 187	15,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 316	55,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 316B	55,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Perú			
Bloque 56	10,00%	Pluspetrol	Desarrollo/Producción
Bloque 57	53,84%	Repsol	Desarrollo/Producción
Bloque 88	10,00%	Pluspetrol	Desarrollo/Producción
Reino Unido			
Neo Next ⁽⁶⁾	45,00%	Neo Energy	Exploración/Producción y Desmantelamiento
Trinidad y Tobago			
East Block	30,00%	BP	Desarrollo/Producción
S.E.C.C. Ibis	10,80%	EOG	Desarrollo/Producción
West Block	30,00%	BP	Desarrollo/Producción
Coconut	15,00%	EOG	Desarrollo/Producción
Mento	15,00%	EOG	Desarrollo/Producción
Banyan	15,00%	EOG	Desarrollo/Producción
Venezuela			
Barua Motatán	40,00%	Petroquirquire	Desarrollo/Producción
Carabobo	11,00%	Petrocarabobo	Desarrollo/Producción
Cardon IV	50,00%	Cardon IV	Desarrollo/Producción
Mene Grande	40,00%	Petroquirquire	Desarrollo/Producción
Quirquire	40,00%	Petroquirquire	Desarrollo/Producción
Quirquire Gas	60,00%	Quirquire Gas	Desarrollo/Producción
La Ceiba	40,00%	Petroquirquire	Desarrollo/Producción
Tomoporo	40,00%	Petroquirquire	Desarrollo/Producción
INDUSTRIAL			
España			
Asfaltos Españoles, S.A.	50,00%	Repsol	Asfaltos
Iberian Lube Base Oils Company, S.A.	30,00%	SK Lubricants	Lubricantes y Especialidades
Remolcadores Portuarios de Tarragona, S.L.	38,00%	Remolques y Navegación, S.A.	Servicios marítimos
Remolcadores Puerto A Coruña, A.I.E.	60,00%	Repsol	Servicios marítimos

⁽¹⁾ Corresponde a la participación que tiene la Sociedad del Grupo en el Acuerdo Conjunto.

⁽²⁾ En aquellos casos en los que la actividad es de Desarrollo/Producción hay al menos un activo donde se ha tomado la decisión final de inversión (FID). Sin embargo, puede haber áreas con actividad de exploración, o de abandono.

⁽³⁾ Los derechos sobre el dominio minero en Estados Unidos se articulan sobre un gran número de acuerdos de Operación Conjunta (o JOA "Joint Operating Agreements"). Se han agrupado en función de áreas geográficas y participación de Repsol.

⁽⁴⁾ Está pendiente de aprobación por el regulador mexicano la salida de Petronas y Harbor lo cual eliminará la operación conjunta en el bloque 29 de México quedando Repsol al 100% de participación.

⁽⁵⁾ El porcentaje de participación se corresponde al campo Blane, activo productivo transfronterizo entre Noruega y Reino Unido producto de la unificación de licencias otorgadas por ambos países. Repsol participa actualmente con un 18% en Blane a través de la licencia noruega PL143 BS que posee al 100%. Previo a la venta de la participación del 25% que tenía Repsol Resources UK en Blane mediante las licencias británicas, esta operación conjunta de Blane se reportaba junto con las operaciones conjuntas de Reino Unido en ejercicios anteriores.

⁽⁶⁾ En diciembre de 2025, NEO NEXT ha firmado un acuerdo con TotalEnergies para fusionar sus negocios de petróleo y gas en el mar en Reino Unido. Una vez que se cierre la transacción, la nueva compañía se denominará NEO NEXT+. Según los términos del acuerdo, NEO NEXT+ estará participada por Repsol en un 23,625%, para más información ver Nota 18).

Anexo IC: Principales variaciones del perímetro del Grupo en 2025

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2025

a) Combinaciones de negocios u otras adquisiciones o aumento de participación en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas:

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	2025	
						% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
SPV BIO Cataluña Central, S.L.U.	España	Genia Bioenergy, S.L.	Adquisición	enero-25	P.E.	100,00%	100,00%
SPV BIO RIO Huerva, S.L.U.	España	Genia Bioenergy, S.L.	Adquisición	enero-25	P.E.	100,00%	100,00%
SPV BIO Venta de Baños, S.L.U.	España	Genia Bioenergy, S.L.	Adquisición	enero-25	P.E.	100,00%	100,00%
SPV BIO Vilches, S.L.U.	España	Genia Bioenergy, S.L.	Adquisición	enero-25	P.E.	100,00%	100,00%
Repsol Exploración Inversiones, S.L.	España	Repsol E&P S.à.r.l.	Constitución	febrero-25	I.G.	100,00%	100,00%
Repsol Argelia 405A, S.L.	España	Repsol E&P S.à.r.l.	Constitución	febrero-25	I.G.	100,00%	100,00%
Repsol Exploración Murzuq Sharara Assets, S.L.	España	Repsol E&P S.à.r.l.	Constitución	febrero-25	I.G.	100,00%	100,00%
Lincoln Woods, LLC	Estados Unidos	ConnectGen East LLC	Constitución	febrero-25	I.G.	100,00%	100,00%
Unioil Lubricants, INC	Filipinas	Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	Adquisición	febrero-25	P.E.	40,00%	40,00%
SC Net Zero Ventures Fund I, F.C.R.E.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Aumento part	febrero-25	P.E.	8,57%	48,57%
Bunge Ibérica, S.A.U.	España	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	Adquisición	marzo-25	P.E.	40,00%	40,00%
Biodiesel Bilbao, S.L.U.	España	Bunge Ibérica, S.A.U.	Adquisición	marzo-25	P.E.	100,00%	100,00%
Moyresa Girasol, S.L.	España	Bunge Ibérica, S.A.U.	Adquisición	marzo-25	P.E.	100,00%	100,00%
Qilimanjaro Quantum Tech, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Adquisición	marzo-25	P.E.	9,57%	9,57%
Repsol Soluciones Energéticas, S.A. ⁽³⁾	España	Repsol Customer Centric, S.L.	Aumento part	abril-25	I.G.	0,20%	100,00%
Outpost Solar SellCo, LLC	Estados Unidos	Repsol Renewables OpCo, LLC	Constitución	mayo-25	I.G.	100,00%	100,00%
Outpost Solar Class B, LLC	Estados Unidos	Outpost Solar SellCo, LLC	Constitución	mayo-25	I.G.	100,00%	100,00%
Outpost Solar Holding, LLC	Estados Unidos	Outpost Solar Class B, LLC	Constitución	mayo-25	I.G.	100,00%	100,00%
CG Apache County Wind II, LLC	Estados Unidos	ConnectGen West LLC	Constitución	mayo-25	I.G.	100,00%	100,00%
Mafra Solar S.r.l.	Italia	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Aumento part	mayo-25	I.G.	4,00%	86,00%
Medusa Alternativas Eléctrico, S.L.	España	Repsol Customer Centric, S.L.	Aumento part	mayo-25	P.E.	0,08%	50,00%
Sybolid Identity, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Adquisición	mayo-25	P.E.	15,11%	15,11%
Neo Next Energy Limited	Reino Unido	Talisman Colombia Holdco	Canje de acciones	de julio-25	P.E.	45,00%	45,00%
NEO Energy Consolidated Holding Limited	Reino Unido	Neo Next Energy Limited	Canje de acciones	de julio-25	P.E.	100,00%	100,00%
NEO Energy Exploration UK Limited	Reino Unido	NEO Energy Consolidated Holding Limited	Canje de acciones	de julio-25	P.E.	100,00%	100,00%
NEO Energy Upstream UK Limited	Reino Unido	NEO Energy Consolidated Holding Limited	Canje de acciones	de julio-25	P.E.	100,00%	100,00%
NEO Energy (SNS) Limited	Reino Unido	NEO Energy Upstream UK Limited	Canje de acciones	de julio-25	P.E.	100,00%	100,00%
NEO Energy (Production) Limited	Reino Unido	NEO Energy (SNS) Limited	Canje de acciones	de julio-25	P.E.	100,00%	100,00%
NEO Energy (GBA) Limited	Reino Unido	NEO Energy Upstream UK Limited	Canje de acciones	de julio-25	P.E.	100,00%	100,00%
NEO Energy (UKCS) Limited	Reino Unido	NEO Energy Upstream UK Limited	Canje de acciones	de julio-25	P.E.	100,00%	100,00%
NEO Energy Natural Resources Limited	Reino Unido	NEO Energy Upstream UK Limited	Canje de acciones	de julio-25	P.E.	100,00%	100,00%
NEO Energy (CNS) Limited	Reino Unido	NEO Energy Upstream UK Limited	Canje de acciones	de julio-25	P.E.	100,00%	100,00%
NEO Energy (Exploration) Limited	Reino Unido	NEO Energy Upstream UK Limited	Canje de acciones	de julio-25	P.E.	100,00%	100,00%
NEO Energy Production UK Limited	Reino Unido	NEO Energy Upstream UK Limited	Canje de acciones	de julio-25	P.E.	100,00%	100,00%
NEO Energy (ZPL) Limited	Reino Unido	NEO Energy Upstream UK Limited	Canje de acciones	de julio-25	P.E.	100,00%	100,00%
NEO Energy Central North Sea Limited	Reino Unido	NEO Energy (ZPL) Limited	Canje de acciones	de julio-25	P.E.	100,00%	100,00%

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	2025	
						% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
NEO Energy Pathway Limited	Reino Unido	NEO Energy Central North Sea Limited	Canje acciones	de julio-25	P.E.	100,00%	100,00%
NEO Energy (ZEL) Limited	Reino Unido	NEO Energy (ZPL) Limited	Canje acciones	de julio-25	P.E.	100,00%	100,00%
NEO Energy (ZNI) Limited	Reino Unido	NEO Energy (ZEL) Limited	Canje acciones	de julio-25	P.E.	100,00%	100,00%
NEO Energy (ZEX) Limited	Reino Unido	NEO Energy (ZEL) Limited	Canje acciones	de julio-25	P.E.	100,00%	100,00%
NEO Energy GT Limited	Reino Unido	NEO Energy Upstream UK Limited	Canje acciones	de julio-25	P.E.	100,00%	100,00%
NEO Energy Petroleum Limited	Reino Unido	NEO Energy Upstream UK Limited	Canje acciones	de julio-25	P.E.	100,00%	100,00%
Energías Renovables de Belenus, S.L.U.	España	LCG Renewables Spain, S.L.U.	Energies	Adquisición	julio-25	I.G.	100,00%
Energías Renovables de Brigid, S.L.U.	España	LCG Renewables Spain, S.L.U.	Energies	Adquisición	julio-25	I.G.	100,00%
Energía Inagotable de Cerbero, S.L.U.	España	LCG Renewables Spain, S.L.U.	Energies	Adquisición	julio-25	I.G.	100,00%
Energías Renovables de Epona, S.L.U.	España	LCG Renewables Spain, S.L.U.	Energies	Adquisición	julio-25	I.G.	100,00%
Energías Inagotable de Felis, S.L.U.	España	LCG Renewables Spain, S.L.U.	Energies	Adquisición	julio-25	I.G.	100,00%
Energías Renovables de Fontus, S.L.U.	España	LCG Renewables Spain, S.L.U.	Energies	Adquisición	julio-25	I.G.	100,00%
Energías Renovables de Fulgora, S.L.U.	España	LCG Renewables Spain, S.L.U.	Energies	Adquisición	julio-25	I.G.	100,00%
Energías Renovables de Honos, S.L.U.	España	LCG Renewables Spain, S.L.U.	Energies	Adquisición	julio-25	I.G.	100,00%
Energía Inagotable de Oalas, S.L.U.	España	LCG Renewables Spain, S.L.U.	Energies	Adquisición	julio-25	I.G.	100,00%
Energía Inagotable de Odiseo, S.L.U.	España	LCG Renewables Spain, S.L.U.	Energies	Adquisición	julio-25	I.G.	100,00%
Energía Inagotable de Perses, S.L.U.	España	LCG Renewables Spain, S.L.U.	Energies	Adquisición	julio-25	I.G.	100,00%
Energía Inagotable del Proyecto Lera, S.L.U.	España	LCG Renewables Spain, S.L.U.	Energies	Adquisición	julio-25	I.G.	100,00%
Energía Inagotable del Proyecto San Vicente, S.L.U.	España	LCG Renewables Spain, S.L.U.	Energies	Adquisición	julio-25	I.G.	100,00%
Energía Inagotable de Selene, S.L.U.	España	LCG Renewables Spain, S.L.U.	Energies	Adquisición	julio-25	I.G.	100,00%
Energía Inagotable de Menecio, S.L.U.	España	LCG Renewables Spain, S.L.U.	Energies	Adquisición	julio-25	I.G.	100,00%
On Demand Facilities, S.L.U.	España	Repsol Customer Centric, S.L.	Centric	Adquisición	julio-25	P.E.	70,08%
Energía Libre Comercializadora, S.L.U.	España	On Demand Facilities, S.L.U.	Centric	Adquisición	julio-25	P.E.	100,00%
Repsol TBR LLC.	Estados Unidos	Repsol Oil & Gas USA, LLC.	Oil & Gas	Adquisición	agosto-25	I.G.	100,00%
Enerkem Inc. ⁽⁵⁾	Canadá	Repsol Materials, S.A. ⁽⁴⁾	Materials	Aumento part	septiembre-25	I.G.	16,86%
Repsol Renewable Energies Adriatica, S.R.L.	Italia	Repsol Renewables Italia, S.R.L.	Italia	Constitución	octubre-25	I.G.	100,00%
Repsol Renewable Energies Nord 1, S.R.L.	Italia	Repsol Renewables Italia, S.R.L.	Italia	Constitución	octubre-25	I.G.	100,00%
Genia Bioenergy, S.L.	España	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	Industrial	Aumento part	octubre-25	P.E.	5,45%
Trovant Technology S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Ventures	Aumento part	octubre-25	P.E.	5,41%
Repsol Exploración North África, S.A.U.	España	Repsol E&P S.a.r.l.	E&P	Constitución	noviembre-25	I.G.	100,00%
DACMa, GmbH	Alemania	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Ventures	Aumento part	noviembre-25	P.E.	0,49%
Repsol Petróleo, S.A.	España	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	Industrial	Aumento part	noviembre-25	I.G.	0,03%
Acteco Recycling Services SARL	España	Acteco Productos y Servicios, S.L.	Productos y Servicios	Constitución	noviembre-25	P.E.	100,00%
Instalaciones Smart Spain, S.L.	España	Repsol Customer Centric, S.L.	Centric	Aumento part	diciembre-25	P.E.	6,26%
Valtec Premium Lubricant, S.R.L.	Rumanía	Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	Downstream	Adquisición	diciembre-25	P.E.	44,00%
Murevi Energy S.L.	España	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	Industrial	Adquisición	diciembre-25	P.E.	40,00%

⁽¹⁾ Método de consolidación:
I.G.: Integración global.
P.E.: Puesta en equivalencia.

⁽²⁾ Porcentaje correspondiente a la suma de participaciones directas de las sociedades del Grupo sobre la filial.

⁽³⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A. El cambio tuvo lugar en mayo 2025.

⁽⁴⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Química, S.A. El cambio tuvo lugar en septiembre 2025.

⁽⁵⁾ Esta sociedad ha cambiado de método de consolidación a raíz del aumento de participación, de P.E. a I.G.

b) Disminución de participaciones en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas u otras operaciones de naturaleza similar:

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	2025	
						% derechos de voto enajenados o dados de baja	% derechos de voto totales tras la enajenación ⁽²⁾
Sierracol Energy Arauca, LLC	Colombia	Repsol E&P S.a.r.l.	Enajenación	febrero-25	P.E.	25,00%	—%
TGV Gas Renovable Azumara, S.L.U.	España	The Green Vector Renovables, S.L.	Disolución	febrero-25	P.E.	100,00%	—%
TGV Gas Renovable Segura, S.L.U.	España	The Green Vector Renovables, S.L.	Disolución	febrero-25	P.E.	100,00%	—%
TGV Gas Renovable Jucar, S.L.U.	España	The Green Vector Renovables, S.L.	Disolución	febrero-25	P.E.	100,00%	—%
Finboot, Ltd.	Reino Unido	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Disminución part	marzo-25	P.E.	1,33%	5,89%
SC Net Zero Ventures Fund I, F.C.R.E.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Disminución part	marzo-25	P.E.	0,81%	47,76%
Repsol U.K., Ltd.	Reino Unido	Repsol Exploración, S.A.	Disolución	abril-25	I.G.	100,00%	—%
Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Disminución part	abril-25	I.G.	49,00%	51,00%
Rocsole OY	Finlandia	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Disminución part	abril-25	P.E.	14,23%	1,11%
Talisman (Block K 39), B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	mayo-25	I.G.	100,00%	—%
SC Net Zero Ventures Fund I, F.C.R.E.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Disminución part	junio-25	P.E.	1,29%	46,47%
Vung May 156 - 159 Vietnam, B.V.	Países Bajos	Repsol RGI, S.L.U.	Disolución	junio-25	I.G.	100,00%	—%
Pecos Renewables North America, LLC. ⁽³⁾	Estados Unidos	Repsol Renewables OpCo, LLC	Disminución part	julio-25	P.E.	46,26%	53,74%
Fortuna International (Barbados), Inc.	Barbados	Repsol E&P S.a.r.l.	Enajenación	julio-25	I.G.	100,00%	—%
Repsol Corridor, S.A.U.	España	Fortuna International (Barbados), Inc.	Enajenación	julio-25	I.G.	100,00%	—%
Hecate Energy Group, LLC	Estados Unidos	Repsol Renewables North America, Inc	Enajenación	julio-25	P.E.	40,00%	—%
SC Net Zero Ventures Fund I, F.C.R.E.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Disminución part	agosto-25	P.E.	2,80%	43,67%
LGA Logística Global de Aviação, Lda.	Portugal	Repsol Portuguesa, Lda	Disolución	septiembre-25	P.E.	20,00%	—%
Liaoning North Dynasol Synthetic Rubber Co. Ltd.	China	Dynasol Gestión, S.L.	Enajenación	septiembre-25	P.E.	50,00%	—%
Combustibles Coria, S.L.U. ⁽⁴⁾	España	Repsol Soluciones Energéticas, S.A.	Absorción	septiembre-25	I.G.	100,00%	—%
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, S.A. ⁽⁴⁾	España	Repsol Soluciones Energéticas, S.A.	Absorción	septiembre-25	I.G.	100,00%	—%
Cartagena Hydrogen Network, S.L.U.	España	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	Disminución part	octubre-25	I.G.	24,90%	75,10%
Repsol Sakakemang, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	noviembre-25	I.G.	100,00%	—%
Repsol Angostura, Ltd.	Trinidad y Tobago	Repsol Exploración, S.A.	Disolución	noviembre-25	I.G.	100,00%	—%
SC Net Zero Ventures Fund I, F.C.R.E.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Disminución part	noviembre-25	P.E.	16,79%	26,88%
TGV Gas Renovable Duero, S.L.U.	España	The Green Vector Renovables, S.L.	Disolución	diciembre-25	P.E.	100,00%	—%

⁽¹⁾ Método de consolidación:
I.G.: Integración global.
P.E.: Puesta en equivalencia.

⁽²⁾ Porcentaje correspondiente a la suma de participaciones directas de las sociedades del Grupo sobre la filial.

⁽³⁾ Esta sociedad ha cambiado de método de consolidación a raíz del aumento de participación de Repsol Renewables Opco, LLC del 50% al 53,74% y la disminución de participación de Repsol Renewables Opco Holding, LLC del 50% al 0%, de I.G. a P.E

⁽⁴⁾ Absorbida por Repsol Soluciones Energéticas S.A.

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2024

a) Combinaciones de negocios u otras adquisiciones o aumento de participación en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas:

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	2024	
						% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
Ingelia, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Adquisición	febrero-24	P.E.	11,83 %	11,83 %
Genia Bioenergy, S.L. (3)	España	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	Adquisición	febrero-24	P.E.	25,75 %	25,75 %
The Green Vector Renovables, S.L. (3)	España	Genia Bioenergy, S.L	Adquisición	febrero-24	P.E.	50,00 %	50,00 %
TGV Gas Renovable Azumara, S.L.U. (3)	España	The Green Vector Renovables, S.L.	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
TGV Gas Renovable Jucar, S.L.U. (3)	España	The Green Vector Renovables, S.L.	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
TGV Gas Renovable Duero, S.L.U. (3)	España	The Green Vector Renovables, S.L.	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
TGV Gas Renovable Segura, S.L.U. (3)	España	The Green Vector Renovables, S.L.	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
Bioenergía Gas Renovable IV, S.L.U. (3)	España	The Green Vector Renovables, S.L.	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
Bioenergía Gas Renovable V, S.L.U. (3)	España	The Green Vector Renovables, S.L.	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
Bioenergía Gas Renovable VII, S.L.U. (3)	España	The Green Vector Renovables, S.L.	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
Bioenergía Els Vent, S.L.U. (3)	España	The Green Vector Renovables, S.L.	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
Bioenergía Gas Renovable II, S.L.U. (3)	España	Genia Bioenergy, S.L	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
SPV BGR I, S.L.U. (3)	España	Bioenergía Gas Renovable II, S.L.U.	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
SPV BGR II, S.L.U. (3)	España	Bioenergía Gas Renovable II, S.L.U.	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
SPV BGR III, S.L.U. (3)	España	Bioenergía Gas Renovable II, S.L.U.	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
SPV BIO Salerno, S.L.U (3)	España	Genia Bioenergy, S.L	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
SPV BIO Salas, S.L.U (3)	España	Genia Bioenergy, S.L	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
Genia Bioenergy Investments, S.L.U (3)	España	Genia Bioenergy, S.L	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
Rice to Energy, S.L. (3)	España	Genia Bioenergy Investments, S.L.U	Adquisición	febrero-24	P.E.	33,00 %	33,00 %
SPV BGR Edison, S.L.U. (3)	España	Genia Bioenergy, S.L	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
Genia Bioenergy Portugal, LDA (3)	Portugal	Genia Bioenergy, S.L	Adquisición	febrero-24	P.E.	99,00 %	99,00 %
Bioenergía GBP I, LDA (3)	Portugal	Genia Bioenergy Portugal, LDA	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
Bioenergía GBP II, LDA (3)	Portugal	Genia Bioenergy Portugal, LDA	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
Bioenergía GBP III, LDA (3)	Portugal	Genia Bioenergy Portugal, LDA	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
Bioenergía GBP IV, LDA (3)	Portugal	Genia Bioenergy Portugal, LDA	Adquisición	febrero-24	P.E.	100,00 %	100,00 %
Aves OS LLC	Estados Unidos	Repsol Earth Solutions USA, LLC	Adquisición	febrero-24	P.E. (5)	100,00 %	100,00 %
Aves WC LLC	Estados Unidos	Repsol Earth Solutions USA, LLC	Adquisición	febrero-24	P.E. (5)	100,00 %	100,00 %
Renovables de Peñarroya, S.L.	España	Repsol Virgen de Peñarroya, S.L.U.	Constitución	febrero-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen LLC (4)	EE.UU.	Repsol US Renewables, LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen Management Holdings LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen Development LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen Services LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Meridian Lake LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen Management LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen Transmission LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG NYISO LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen Transmission LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Capital Region Energy Storage LLC (4)	EE.UU.	CG NYISO LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Western NY Energy Storage LLC (4)	EE.UU.	CG NYISO LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Southern Tier Energy Storage LLC (4)	EE.UU.	CG NYISO LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen Operating LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Clean Venture Acquisition LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen Operating LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	2024	
						% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
ConnectGen East LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen Operating LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Interconnect Energy Storage LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
IES ConnectGen Holdings LLC (4)	EE.UU.	Interconnect Energy Storage LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen South Wrentham LLC (4)	EE.UU.	IES ConnectGen Holdings LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen Cross Road LLC (4)	EE.UU.	IES ConnectGen Holdings LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen Chautauqua County LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen Erie-Wyoming LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Fulton County LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Henry County LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen East Storage LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen Montgomery County LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen New York LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen Cayuga County LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Somonauk Solar LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Prairie Creek LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Four Creeks LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen NY Solar LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Walnut Hill Solar LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Ninety West Solar LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Sandy Pond Energy LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Pike Creek Holdings LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Pike Creek LLC (4)	EE.UU.	Pike Creek Holdings LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Three Mounds Solar LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Lincoln Pin Solar LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Cedar Crossing Wind LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen East LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen West LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen Operating LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen Laramie County LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen Phoenix Valley LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
ConnectGen Albany County LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Evita Transmission LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Agua Amarga Wind LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Fountain Wind Holdings LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Fountain Wind LLC (4)	EE.UU.	CG Fountain Wind Holdings LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Leon County LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Leon County II LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Northwestern Wind I LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Northwestern Wind II LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Grimes County LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Yakima Solar I LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Yakima Solar II LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Apache County Solar LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Apache County Wind LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Cochise County LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Six Mile Solar I LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Six Mile Solar II LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Knights Ferry Solar LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Three Points LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Western Renewables LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Western Renewables II LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Western Renewables III LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Western Renewables IV LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Western Renewables V LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Hurricane Wash LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG SB Group Holdings LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Meridian Creek LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Western Renewables VI LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Bighorn Renewables LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Western Renewables VII LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Western Renewables VIII LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	2024	
						% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
CG Western Renewables IX LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Northwestern Solar I LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Northwestern Solar II LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Western Renewables X LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CG Apache County Solar II LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Basque Wind Holdings LLC (4)	EE.UU.	ConnectGen Operating LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Basque Transmission I LLC (4)	EE.UU.	Basque Wind Holdings LLC	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Illinois Wind Infrastructure Holdings LLC	EE.UU.	Clean Venture Acquisition LLC	Adquisición	marzo-24	P.E.(N.C.)	50,00 %	50,00 %
Heritage Praire Solar LLC (4)	EE.UU.	Illinois Wind Infrastructure Holdings LLC	Adquisición	marzo-24	P.E.(N.C.)	100,00 %	100,00 %
Illinois Wind Transmission LLC (4)	EE.UU.	Illinois Wind Infrastructure Holdings LLC	Adquisición	marzo-24	P.E.(N.C.)	100,00 %	100,00 %
Illinois Generation LLC (4)	EE.UU.	Illinois Wind Infrastructure Holdings LLC	Adquisición	marzo-24	P.E.(N.C.)	100,00 %	100,00 %
CAL IX SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CAL X SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
CAL XI SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Adquisición	marzo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
OC Electricidad y Gas SL	España	Repsol Customer Centric, S.L.	Adquisición	abril-24	P.E.	46,27 %	46,27 %
Instalaciones Smart Spain, S.L.	España	Repsol Customer Centric, S.L.	Adquisición	abril-24	P.E.	30,80 %	30,80 %
Repsol OCS LLC	EE.UU.	Repsol Holdings Upstream USA Inc.	Constitución	abril-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Earth Solutions Holding, S.L.U.	España	Repsol E&P S.a.r.l.	Constitución	abril-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Estación de Servicio Silleda SL	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Adquisición	abril-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Bardahl de México, S.de R.L. de C.V.	México	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Aumento part	abril-24	P.E.	9,00 %	49,00 %
Repsol Alaska PTC, LLC	EE.UU.	Repsol Holdings Upstream USA Inc.	Constitución	mayo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Pikka Transportation Company, LLC	EE.UU.	Repsol Alaska PTC, LLC	Constitución	mayo-24	P.E.	49,00 %	49,00 %
Laramie Range Wind, LLC	EE.UU.	ConnectGen West LLC	Constitución	mayo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Renewables OpCo Holding, LLC	EE.UU.	Repsol Renewables North America, Inc	Constitución	mayo-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Renewables OpCo, LLC	EE.UU.	Repsol Renewables Holding, LLC	OpCo	Constitución	junio-24	I.G.	100,00 %
Pecos Renewables North America, LLC	EE.UU.	Repsol Renewables Holding, LLC	OpCo	Constitución	junio-24	I.G.	100,00 %
Take Wind Renewables, LLC	EE.UU.	Pecos Renewables North America, LLC	North	Constitución	junio-24	I.G.	100,00 %
DACMa, GmbH	Alemania	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Aumento part	junio-24	P.E.	4,51 %	14,51 %
SC Net Zero Ventures Fund I, F.C.R.E.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Adquisición	junio-24	P.E.	40,00 %	40,00 %
Evsare, Tecnologías De Recarga, S.L. (6)	España	Repsol Customer Centric, S.L.	Constitución mediante segregación	julio-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Industrial Services North America, LLC	Estados Unidos	Repsol Energy North América Corporation	North	Constitución	julio-24	I.G.	100,00 %
Repsol Servicios Caribe S.A.S.	Colombia	Repsol E&P S.a.r.l.	Constitución	julio-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Combustibles Coria, S.L.U.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Adquisición	julio-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Enerkem Inc.	Canadá	Repsol Química, S.A.	Aumento part	julio-24	P.E.	36,26 %	49,81 %
Medusa Alternativas Suministro Eléctrico, S.L.	España	Repsol Customer Centric, S.L.	Aumento part	julio-24	P.E.	16,59 %	49,92 %
DACMa, GmbH	Alemania	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Aumento part	julio-24	P.E.	1,12 %	15,63 %
Repsol Renewables US HoldCo, LLC	Estados Unidos	Repsol Renewables North America, Inc	North	Constitución	agosto-24	I.G.	100,00 %
Instalaciones Comunes Cerrato, A.I.E.	España	Iberen Renovables, S.A.U.	Constitución	octubre-24	P.E.	53,00 %	53,00 %
LAAT Páramo de Sardón, A.I.E.	España	Iberen Renovables, S.A.U.	Constitución	octubre-24	P.E.	59,01 %	59,01 %
Páramo de Sardón Promotores, A.I.E.	España	Iberen Renovables, S.A.U.	Constitución	octubre-24	I.G.	71,98 %	71,98 %
Set Sardón, A.I.E.	España	Iberen Renovables, S.A.U.	Constitución	octubre-24	I.G.	70,12 %	70,12 %
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento part	noviembre-24	P.E.	3,33 %	30,00 %
Repsol E&P Holdings S.à r.l.	Luxemburgo	Repsol E&P S.a.r.l.	Constitución	diciembre-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Beltxarga S.à r.l.	Luxemburgo	Albatros, S.A.R.L.	Constitución	diciembre-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol E&P Capital Markets US LLC	Estados Unidos	Repsol Holdings Upstream USA Inc.	Constitución	diciembre-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Darwin Bioprospecting Excellence S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Adquisición	diciembre-24	P.E.	21,43 %	21,43 %

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	2024	
						% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento part	diciembre-24	I.G.	5,00 %	100,00 %
Instalaciones Smart Spain, S.L.	España	Repsol Customer Centric, S.L.	Aumento part	diciembre-24	P.E.	12,94 %	43,74 %

⁽¹⁾ Método de consolidación:

I.G.: Integración global.

P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos se identifican como "N.C."

⁽²⁾ Porcentaje correspondiente a la suma de participaciones directas de las sociedades del Grupo sobre la filial.

⁽³⁾ Forma parte del grupo Asterion Energies, adquirido en el primer trimestre de 2024.

⁽⁴⁾ Esta sociedad ha cambiado de método de consolidación a raíz del aumento de participación, de P.E. a I.G.

⁽⁵⁾ Esta sociedad ha cambiado de método de consolidación a raíz del aumento de participación, de P.E. (N.C) a I.G.

⁽⁶⁾ En diciembre se ha traspasado el 49% de Repsol Upstream B.V. a Talisman Colombia Holdco, Lt.

b) Disminución de participaciones en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas u otras operaciones de naturaleza similar:

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	2024	
						% derechos de voto enajenados o dados de baja	% derechos de voto totales tras la enajenación
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Islas Caimán	Repsol OCP de Ecuador S.A.	Enajenación	enero-24	P.E.	29,66 %	0,00%
Nanogap Sub n-m Powder, S.A.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Enajenación	enero-24	P.E.	8,99 %	— %
Trovant Technology S.L.	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Disminución part	febrero-24	P.E.	0,46 %	9,35%
Finboot Ltd	Reino Unido	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	febrero-24	P.E.	1,77 %	7,22 %
Enerkem Inc.	Canadá	Repsol Química, S.A.	Disminución part	febrero-24	P.E.	0,56 %	13,55 %
Triad Oil Manitoba, Ltd.	Canadá	Repsol Exploración, S.A.U.	Disolución	febrero-24	I.G.	100,00 %	— %
Biscay Eco Aggregates, S.L.	España	Alba Emission Energy, S.A.	Disminución part	marzo-24	I.G.	25,00 %	75,00 %
Edwards Lime Gathering, LLC.	EE.UU.	Edwards Gas Services, LLC.	Enajenación	marzo-24	P.E.	40,00 %	0,00 %
Repsol USA Holdings LLC (3)	EE.UU.	Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc.	Absorción	marzo-24	I.G.	100,00 %	0,00 %
Repsol E&P USA Holdings, Inc. (3)	EE.UU.	Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc.	Absorción	marzo-24	I.G.	100,00 %	— %
Aves OS LLC	EE.UU.	Repsol Earth Solutions USA, LLC	Disminución part	mayo-24	P.E.	55,00 %	45,00%
Aves WC LLC	EE.UU.	Repsol Earth Solutions USA, LLC	Disminución part	mayo-24	P.E.	55,00 %	45,00%
Transasia Pipeline Company Pvt. Ltd.	República de Mauricio	Repsol Transgasindo S.à r.l	Enajenación	mayo-24	P.E.	100,00 %	
PI 1 SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	—%
KI 1 SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	—%
Lanas Servas SAS	Francia	Aneto SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	—%
Sunnprod SAS	Francia	Aneto SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	—%
Boethia SAS	Francia	Aneto SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	—%
CAL VIII SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	—%
CAL VII SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	—%
CAL VI SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	—%
CAL V SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	—%
CAL IV SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	—%
CAL III SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	—%
CAL II SAS	Francia	Aneto SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	—%
CAL SAS	Francia	Cinto SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	—%
CAL IX SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	—%
CAL X SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	—%
CAL XI SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	—%
Innea Project 2 SAS	Francia	Cinto SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	—%
Corsica Optimum 2 SAS	Francia	Volt B SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	0,00 %
VOLT III SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	— %
VOLT II SAS	Francia	Cinto SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	— %
VOLT SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	0,00 %
Volt B SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	0,00 %
Cinto SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	— %

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	2024	
						% derechos de voto enajenados o dados de baja	% derechos de voto totales tras la enajenación
Aneto SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	0,00 %
Prejeance Industrial SAS	Francia	LCG Renewables Energies France Limited	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	0,00 %
Repsol Ductos Colombia, S.A.S.	Colombia	Talisman Colombia Holdco, Ltd.	Disolución	julio-24	I.G.	100,00 %	— %
Sunrgyzze, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Disolución	julio-24	P.E.	50,00 %	— %
Solar Elena SpA	Chile	Repsol Ibereólica Renovables Chile SpA	Enajenación	julio-24	P.E.	100,00 %	— %
Solar Antofagasta SpA	Chile	Repsol Ibereólica Renovables Chile SpA	Enajenación	julio-24	P.E.	100,00 %	0,00 %
SPK Águila, S.L.U.	España	Ekiluz Promoción S.L.	Absorción	agosto-24	I.G.	100,00 %	— %
Ekiluz Promoción, S.L. (4)	España	Repsol Customer Centric, S.L.	Absorción	agosto-24	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Technology and Ventures, S.L.U (5)	España	Repsol, S.A.	Absorción	agosto-24	I.G.	100,00 %	— %
Ingelia, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Disminución part	septiembre-24	P.E.	1,28 %	10,55 %
Benzirep - Vall, S.L.U.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	octubre-24	I.G.	100,00 %	— %
Societat Catalana de Petrolis, S.A.U.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	octubre-24	I.G.	100,00 %	— %
Estación de Servicio Silleda SL	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	octubre-24	I.G.	100,00 %	— %
Greenstone Assurance, Ltd.	Bermudas	Gaviota RE, S.A.	Enajenación	octubre-24	I.G.	100,00 %	— %
PV Virgo S.r.l.	Italia	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Enajenación	noviembre-24	I.G.	100,00 %	— %
Agrovolt 01 S.r.l.	Italia	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Enajenación	noviembre-24	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Exploración Aitolokarnania, S.A.	España	Repsol RGI, S.L.U.	Absorción	noviembre-24	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Exploración Irlanda, S.A.U.	España	Repsol RGI, S.L.U.	Absorción	noviembre-24	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Exploración Ioannina, S.A.U.	España	Repsol RGI, S.L.U.	Absorción	noviembre-24	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Exploración Gharb, S.A.U.	España	Repsol RGI, S.L.U.	Absorción	noviembre-24	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Bulgaria Khan Kubrat, S.A.U.	España	Repsol RGI, S.L.U.	Absorción	noviembre-24	I.G.	100,00 %	— %
Begas Motor, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	diciembre-24	P.E.	5,40 %	11,72 %
Repsol Exploración Aru, S.L.U.	España	Repsol Exploración, S.A.U.	Disolución	diciembre-24	I.G.	100,00 %	— %
Talisman South Sageri, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.U.	Disolución	diciembre-24	I.G.	100,00 %	— %
Agri Development, B.V.	Países Bajos	Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Disolución	diciembre-24	P.E.(N.C.)	10,00 %	— %

⁽¹⁾ Método de consolidación:

I.G.: Integración global.

P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos se identifican como "N.C."

⁽²⁾ Sociedad anteriormente denominada Repsol Lux E&P S.a.r.l. Cambio en febrero 2024.

⁽³⁾ Absorbida por Repsol Exploración, S.A.

⁽⁴⁾ Absorbida por FEHI Holding, S.a.r.l

⁽⁵⁾ Absorbida por Sociedad Catalana de Petrolis S.A.

⁽⁶⁾ Sociedad transmitida a terceros en el contexto del proceso de finalización de las actividades del negocio de Exploración y Producción en Canadá.

⁽⁷⁾ Sociedad extinguida en el contexto del proceso de finalización de las actividades del negocio de Exploración y Producción en Canadá.

Anexo II: Información por segmentos y conciliación con Estados Financieros NIIF-UE⁵⁰

Magnitudes de la Cuenta de pérdidas y ganancias

La conciliación entre el resultado neto ajustado y el resultado neto NIIF-UE a 31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente:

Resultados	2025			
	AJUSTES			
	Cifra ajustada	Efecto patrimonial ⁽²⁾	Resultados específicos	Cifra NIIF-UE
<i>Millones de euros</i>				
Resultado de las operaciones ⁽¹⁾	3.732	(872)	(151)	2.709
Resultado financiero	18	—	37	55
Resultado de participadas	476	—	(423)	53
Impuesto sobre beneficios	(1.348)	220	411	(717)
Minoritarios	(310)	19	90	(201)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	2.568	(633)	(36)	1.899

Resultados	2024			
	AJUSTES			
	Cifra ajustada	Efecto patrimonial ⁽²⁾	Resultados específicos	Cifra NIIF-UE
<i>Millones de euros</i>				
Resultado de las operaciones ⁽¹⁾	4.115	(575)	(1.595)	1.945
Resultado financiero	7	—	(219)	(212)
Resultado de participadas	630	—	(191)	439
Impuesto sobre beneficios	(1.444)	148	734	(562)
Minoritarios	(283)	10	419	146
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	3.025	(417)	(852)	1.756

⁽¹⁾ Resultado de las operaciones continuadas a coste de reposición (CCS).

⁽²⁾ El Efecto patrimonial supone un ajuste a los epígrafes de "Aprovisionamientos" y "Variación de existencias de producto" de la cuenta de pérdidas y ganancias NIIF-UE.

Medidas de caja

El **Flujo de caja libre** mide la generación de caja correspondiente a las actividades de explotación y de inversión y se utiliza para evaluar los fondos disponibles para pagar dividendos a los accionistas y para atender el servicio de la deuda.

La **Caja generada de los negocios** corresponde al Flujo de caja libre +/- los cobros o pagos derivados de transacciones principalmente con minoritarios (diluciones, aportaciones, dividendos...) y mide los fondos generados por los negocios antes de determinadas operaciones financieras (principalmente de emisiones y cancelaciones).

La conciliación de la Caja generada de los negocios con el Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE a 31 de diciembre de 2025 y 2024 es la siguiente:

Flujo de caja	A 31 Diciembre					
	Flujo de caja		Invers./Desinv. en otros activos financieros y otros ⁽¹⁾		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
<i>Millones de euros</i>						
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación (flujo de caja de las operaciones)	5.365	4.965	—	—	5.365	4.965
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión ⁽¹⁾	(3.157)	(5.356)	(2.616)	2.662	(5.773)	(2.694)
Flujo de caja libre (I+II)	2.208	(391)	(2.616)	2.662	(408)	2.271
Cobros/pagos por transacciones con minoritarios ⁽²⁾	819	540				
Dividendos pagados a minoritarios ⁽²⁾	(257)	(337)				
Otros ⁽³⁾	169	—				
Caja generada de los negocios	2.939	(188)				

⁽¹⁾ En la Caja generada de los negocios se incluyen los pagos por inversiones y cobros por desinversiones, excluyendo las partidas relativas a "Otros activos financieros" (que corresponden principalmente a depósitos a plazo) y "Otros flujos de efectivo de actividades de inversión".

⁽²⁾ Corresponde al flujo de efectivo de financiación, epígrafe "Operaciones con minoritarios" del Estado de flujos de efectivo NIIF-UE.

⁽³⁾ Incluye los cobros o pagos derivados de transacciones bajo estructuras de monetización de créditos fiscales de nuestro negocio de Generación Baja en Carbono en EE.UU.

Las **Inversiones** miden el esfuerzo inversor de cada periodo, así como su asignación por negocios. Se corresponde con los "Pagos por inversiones" del Estado de flujos de efectivo NIIF-UE, sin incluir las partidas correspondientes a "Otros activos financieros".

⁵⁰ Algunas de las magnitudes presentadas en este Anexo tienen la consideración de Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR) de acuerdo a las Directrices de la European Securities Markets Authority (ESMA). Para más información, véase el Anexo II del Informe de Gestión consolidado 2025.

Anexo III: Marco regulatorio

Las actividades de Repsol, S.A. y sus sociedades participadas se encuentran sujetas a una amplia regulación, cuyos aspectos principales se describen a lo largo de este Anexo. Destaca la regulación relacionada con el cambio climático y la descarbonización de la economía, cuyo marco general se describe a continuación y los impactos sobre la actividad de los negocios a lo largo del Anexo en la descripción por ubicación geográfica.

Cambio climático

Tras el Acuerdo de París, los compromisos asumidos por los países firmantes en sus respectivos "*National Determined Contribution*", han tenido un impacto importante en el desarrollo de nuevas políticas climáticas gubernamentales y en la aprobación de nueva normativa.

Unión Europea

La Unión Europea (UE) también firmante del Acuerdo, asumió el compromiso de neutralidad climática para 2050. A tal fin, la Comisión Europea presentó en diciembre 2019 "*The European Green Deal*" (Pacto Verde europeo) que constituye la estrategia de crecimiento de la UE, y que aspira a la transformación total de la economía europea, destacando: (i) Ley del Clima europea (Reglamento (UE) 2021/1119) donde se incluye un objetivo jurídicamente vinculante de cero emisiones netas de gases de efecto invernadero de aquí a 2050, y (ii) el paquete de propuestas "*Fit for 55*" a fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en 2030 en al menos el 55% con respecto a niveles de 1990.

En el año 2022 se publicó la comunicación *RePowerEU* (acción europea conjunta por una energía más asequible, segura y sostenible) y *RePowerEU Plan*. El plan busca reducir la dependencia de los combustibles fósiles de Rusia y acelerar la transición verde a 2030. El plan se focaliza en diversificar las fuentes de energía, acelerar la transición verde y las energías renovables, incentivar el ahorro de energía, también establece medidas de inversión adicionales a las previstas en el *Fit for 55*. Estas propuestas están interconectadas alcanzando una variedad de áreas políticas y sectores económicos.

A resultados de lo anterior, dentro del paquete de propuestas "*Fit for 55*", destacamos que el 18 de octubre de 2024 se publicó el Reglamento (UE) 2023/2405 del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo a la garantía de unas condiciones de competencia equitativas para un transporte aéreo sostenible (*ReFuelEU Aviation*) con el fin de establecer normas armonizadas sobre la utilización y el suministro de combustibles de aviación sostenibles, aplicable (entre otros) a los proveedores de combustibles de aviación.

Para impulsar la industria europea frente la competencia internacional y convertir la descarbonización en un motor de crecimiento, la Comisión Europea lanzó el 28 de febrero de 2025 el "*Clean Industrial Deal*", incluyendo diversas medidas centradas en (i) industrias de gran consumo energético, como la química y (ii) el sector de tecnologías limpias. A resultados de lo anterior, la Comisión ha lanzado diversos paquetes de propuestas "*omnibus*" para simplificar la carga regulatoria de las empresas sin renunciar a la neutralidad climática para 2050. En este sentido, la UE ha fijado el objetivo de reducción de gases de efecto invernadero para 2040 en un 90% comparado con niveles de 1990.

España

En España, el "Marco Estratégico de Energía y Clima" incluye como pilares fundamentales: (i) el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, (ii) la Estrategia para una transición justa, y (iii) la Ley 7/2021 de 20 de mayo de Cambio Climático y

Transición Energética, donde se establecen, a nivel de país, objetivos mínimos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de energías renovables y de mejora de eficiencia energética para el año 2030 con el compromiso de alcanzar la neutralidad climática antes del 2050.

España

Legislación básica

España cuenta con una legislación de la Industria del Petróleo de carácter liberalizador cuyo exponente es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos ("LSH"), modificada por distintas disposiciones ulteriores.

La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, modificó la Ley del Sector de Hidrocarburos, estableciendo pautas para la planificación energética vinculante bajo criterios que contribuyan a crear un sistema energético, seguro, eficiente, sostenible económicamente y respetuoso con el medioambiente.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (la "CNMC"), creó un "macro-organismo" que asume las funciones de supervisión y control de los mercados regulados, supervisados previamente por varias Comisiones Nacionales entre ellas las de Energía y Competencia.

Directiva 2024/1788 de 13 de junio de 2024, relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas renovable, del gas naturales y del hidrógeno, por la que se modifica la Directiva 2023/1791 y se deroga la Directiva 2009/73/CE.

Régimen de control de concentraciones en el sector de la energía

La citada Ley 3/2013 modificó el régimen de control de las operaciones empresariales en el sector de la energía, asignándose su ejercicio al Ministerio para la Transición Ecológica y el reto Demográfico (MITERD). Se diseña un régimen de control ex post en la realización de ciertas operaciones, bien mediante la obligación del adquirente de comunicar la realización de dichas operaciones al MITERD, bien mediante la imposición de condiciones sobre la actividad de las sociedades adquiridas, siempre que estuviese amenazado el suministro energético en España.

Este control comprende, además de los sectores eléctrico y gasista de los hidrocarburos líquidos, incluyendo aquellas sociedades que desarrollen actividades de refino, transporte por oleoductos y almacenamiento de productos petrolíferos, o sean titulares de dichos activos, los cuales adquieren la condición de activos estratégicos.

Operadores principales y dominantes

El Real Decreto-ley 5/2005, de 11 de marzo, atribuyó a la Comisión Nacional de la Energía, ahora CNMC, la obligación de publicar la lista de operadores principales y de operadores dominantes en cada mercado o sector energético. Los operadores dominantes se definen como aquellos que ostenten una cuota superior al 10% en el mercado de referencia. Por su parte es operador principal, aquel que disponga de una de las cinco mayores cuotas en dichos mercados. Tener la condición de operador dominante u operador principal supone ciertas restricciones regulatorias.

Exploración y producción de hidrocarburos

Desde la entrada en vigor de la Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética, el 22 de mayo de 2021, no se otorgarán en el territorio nacional, incluido el mar territorial, la zona económica exclusiva y la plataforma continental, nuevas autorizaciones de exploración, permisos de investigación de

hidrocarburos o concesiones de explotación para los mismos, regulados al amparo de la LSH, del Real Decreto-ley 16/2017, de 17 de noviembre, por el que se establecen disposiciones de seguridad en la investigación y explotación de hidrocarburos en el medio marino, ni para cualquier actividad para la explotación de hidrocarburos en la que esté prevista la utilización de la fracturación hidráulica de alto volumen.

Para los títulos actualmente vigentes hay que tener en cuenta en particular el Real Decreto-ley 16/2017, por el que se establecen disposiciones de seguridad en la investigación y explotación de hidrocarburos en el medio marino, desarrollado por el Real Decreto 1339/2018 de 29 de octubre, transponen al ordenamiento jurídico español la Directiva 2013/30/UE, de 12 de junio de 2013 sobre la seguridad de las operaciones relativas al petróleo y al gas mar adentro ("Directiva Offshore"). Su objeto es establecer los requisitos mínimos que deben reunir las operaciones relacionadas con la investigación y explotación de hidrocarburos en el medio marino, para prevenir accidentes graves y limitar sus consecuencias y articular los principios de actuación para lograr que las operaciones en el medio marino, incluido el abandono y desmantelamiento de las instalaciones, con el fin de prevenir accidentes graves y limitar sus consecuencias.

Finalmente, señalar el Reglamento (UE) 2024/1787 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de junio de 2024 relativo a la reducción de las emisiones de metano en el sector energético y por el que se modifica el Reglamento (UE) 2019/942. Este Reglamento establece requerimientos de información, y, en caso de ser aplicable, monitoreo o mediación, en relación con pozos de exploración y producción de hidrocarburos, incluyendo pozos inactivos, abandonados temporal o definitivamente. Las obligaciones de información y reporte (MRV), afectan también a las empresas importadoras de crudo y gas en la UE (en particular, a partir de 2027 para aquellas importaciones procedentes de contratos nuevos o renovados desde el 4/08/2024).

Productos petrolíferos

El precio de los productos derivados del petróleo se encuentra liberalizado, con excepción del GLP (ver información específica más adelante).

En el ámbito minorista, los contratos de suministro en exclusiva para la distribución de carburantes de automoción tienen una duración máxima de un año, se prorrogará por un año, automáticamente hasta un máximo de tres, únicamente sujeto a la voluntad del distribuidor al por menor. Se prohíben las cláusulas en estos contratos que fijen, recomienden o incidan, directa o indirectamente, en el precio de venta al público del combustible. Así mismo, se prohíbe que los contratos de suministro en exclusiva puedan contener cláusulas de exclusividad en lo relativo a la prestación de servicios de recarga eléctrica a vehículos. Salvo lo previsto en relación con los servicios de recarga eléctrica, lo anterior no será de aplicación cuando los bienes o servicios contractuales sean vendidos por el distribuidor al por menor desde locales y terrenos que sean plena propiedad del proveedor.

Existen limitaciones al incremento de instalaciones de suministro de carburantes a aquellos operadores al por mayor que dispongan de cuotas de mercado provinciales, superiores al 30%. La Ley 8/2015 de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos determinó que dicha cuota se mide no ya por puntos de venta sino en función de las ventas anuales del ejercicio anterior, habilitando al Gobierno para que transcurridos tres años revise el porcentaje de limitación o en su caso suprima la restricción, si la evolución del mercado y la estructura

empresarial del sector lo permitiese. Dicho plazo ha transcurrido sin que de momento el Gobierno haya revisado la anterior medida.

Finalmente, el artículo 43.1 de la LSH, en su redacción dada por el real Decreto-ley 8/2024, impide el suministro entre distribuidores al por menor, así como el suministro de distribuidores al por menor a operadores al por mayor.

Con el fin de mitigar el impacto en empresas y familias de la escalada del precio de los carburantes provocada por la agresión militar a Ucrania el Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, creó una bonificación extraordinaria y temporal de €20 céntimos por litro/kilogramo en el precio de determinados productos energéticos prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2022 por el Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio. A fin de contribuir a la anterior medida se articula igualmente una prestación patrimonial de carácter público no tributario que se impone a los operadores al por mayor de productos petrolíferos con capacidad de refino en España y con una cifra anual de negocios superior a 750 millones de euros. Los citados operadores, entre ellos Repsol, podían quedar exonerados de esta prestación cuando se comprometían a realizar de forma inequívoca un descuento de importe mínimo equivalente a € 5 céntimos por litro/kilogramo en las ventas a los consumidores finales de los productos energéticos alcanzados por la bonificación. Este compromiso ha sido asumido por Repsol desde entonces mediante ó su programa Energías Repsol con descuentos que van desde los 5 céntimos por litro hasta los 22 céntimos por litro, asociados a la fidelización de los clientes a las distintas energías Repsol. Desde el 6 de septiembre de 2024 hasta el 10 de enero de 2024 duplicó esos descuentos. El 31 de octubre de 2024 y hasta el 26 de enero de 2025 se implementó una nueva promoción que ofrece un descuento adicional de 5 céntimos por litro adicionales al plan al que tenga derecho el consumidor para nuevas altas en Waylet y clientes suscritos a los Planes "Coche y Luz", "Coche, Luz y Calefacción" y "Coche, Luz, Calefacción y Solar" de Repsol.

Existencias mínimas de seguridad

La LSH, establece obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad que afectan a los productos petrolíferos y al gas natural, dada su especial importancia para el desenvolvimiento de la vida económica.

El Real Decreto 1716/2004, en la redacción dada por el Real Decreto 1766/2007, regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en los sectores del petróleo y del gas natural, la obligación de diversificación del suministro de gas natural y el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES). La obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en España, excluido el GLP, asciende actualmente a 92 días equivalentes de las ventas correspondientes a los 12 meses anteriores. De estos consumos computables, que deben mantenerse en todo momento, Repsol debe mantener un inventario correspondiente a las ventas de 50 días, mientras que el resto, hasta cumplir con la obligación fijada, son mantenidas por la propia CORES en nombre de los diferentes operadores (existencias estratégicas).

En relación con los productos petrolíferos la obligación de existencias mínimas se ha ido reduciendo como consecuencia de la invasión de Ucrania por Rusia.

La última modificación tuvo lugar mediante la Orden TED/725/2022, de 27 de julio completando la liberación de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en el marco de la segunda acción coordinada de la Agencia Internacional de la Energía como respuesta a la guerra de Ucrania estableciendo una reducción transitoria de 86,4 días a 84,2 días, hasta que, en los términos previstos en el apartado tercero del Acuerdo del Consejo de Ministros de fecha 17 de mayo, se decida el restablecimiento de la obligación al nivel que se determine.

En cuanto al gas natural, el Real Decreto-ley 6/2022 modificó las obligaciones de reservas de seguridad previstas en el Real Decreto 1716/2004 al ampliar la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de los sujetos que intervienen en el sector del gas natural de 20 días a 27,5 días de sus ventas o consumos de carácter firme en el año natural anterior.

De ellas, las existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico equivalentes a 10 días de sus ventas o consumos firmes en el año natural anterior se mantendrán en almacenamientos subterráneos de la red básica. Además de las existencias estratégicas, todos los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural deberán disponer, en los almacenamientos subterráneos, de existencias operativas: en todo momento por un volumen de gas equivalente a 10 días de sus ventas o consumos firmes en el año natural anterior, a las que se añade, adicionalmente al menos durante el 1 de noviembre, un volumen de gas equivalente a 7,5 días de sus ventas o consumos firmes en el año natural anterior.

Movilidad y combustibles alternativos:

En relación con la movilidad, la Ley de Cambio Climático y Transición Energética estableció:

- Objetivos anuales de integración de energías renovables y de suministro combustibles alternativos sostenibles en el transporte, con especial énfasis en los biocarburantes avanzados y otros combustibles renovables de origen no biológico.
- La obligación de adoptar, por parte de las Administraciones Públicas, las medidas necesarias de acuerdo con lo establecido por la normativa comunitaria para: (i) alcanzar en el año 2050 un parque de turismos y vehículos comerciales ligeros sin emisiones directas de CO₂, y (ii) reducir paulatinamente las emisiones de los turismos y vehículos comerciales ligeros nuevos, excluidos los matriculados como vehículos históricos, no destinados a usos comerciales, de modo que no más tarde del año 2040 sean vehículos con emisiones de cero g CO₂/km.
- La obligación de instalación de una infraestructura para los combustibles alternativos para los titulares las instalaciones de suministro de combustibles y carburantes de vehículos.

Asimismo cabe destacar: (i) la hoja de ruta del Hidrógeno, focalizada en el desarrollo del hidrógeno renovable, con el objetivo de posicionar a España como referente tecnológico en la producción y aprovechamiento del mismo, al mismo tiempo que contribuye a lograr objetivos como alcanzar la neutralidad climática, el aprovechamiento de la energía renovable excedentaria o la descarbonización de sectores donde la electrificación no es viable o rentable, y (ii) la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 (en proceso de actualización iniciado en diciembre de 2024), para avanzar hacia la neutralidad climática en el horizonte 2050, con hitos en 2030 y 2040.

Por su parte, el Real Decreto-ley 6/2022, transpuso a nuestro ordenamiento jurídico interno del artículo 7 bis de la Directiva 98/70/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 1998, relativa a la calidad de la gasolina y del gasóleo y por la que se modifica la Directiva 93/12/CEE del Consejo (Directiva FQD), estableciendo un nuevo objetivo obligatorio de reducción de un 6% de la intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida en el transporte por unidad de combustible y de energía suministrados en el transporte. Esta medida aplica a (i) los operadores al por mayor y los distribuidores al por menor de productos petrolíferos, (ii) los consumidores de productos petrolíferos en la parte de consumo no cubierta por los anteriores, (iii) los operadores al por mayor y los comercializadores al por menor de GLP, (iv) los consumidores de GLP en la parte de consumo no cubierta por los anteriores (v) los comercializadores de gas natural, y (vi) los consumidores

directos en el mercado en la parte de consumo no cubierta por los anteriores.

La Directiva 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables dispone que, a fin de integrar el uso de energías renovables en el sector del transporte, modificada por la Directiva (UE) 2023/2413 de 18 de octubre de 2024, cada Estado miembro impondrá una obligación a los proveedores de combustible para garantizar que la cuota de energías renovables en el consumo final de energía en el sector del transporte sea como mínimo del 14,5% en 2030 a más tardar. Esta Directiva se incorpora parcialmente a nuestro ordenamiento jurídico mediante el Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables (que modifica el Real Decreto 1085/2015 de 4 de diciembre de fomento de los biocarburantes), estableciendo objetivos obligatorios mínimos de venta o consumo de biocarburantes para los años 2024, 2024, 2025 y 2026 del 10,5%, 11%, 11,5% y 12%, en contenido energético, respectivamente, así como el Real Decreto 5/2026, de 8 de enero, que modifica el Real Decreto 1085/2015 para actualizar el objetivo de venta o consumo de biocarburantes en 2026. El objetivo obligatorio mínimo en contenido energético para 2026 se eleva del 12% al 14%, alineando gradualmente el modelo de obligación por contenido con el mandato nacional de reducción del 6% de intensidad de GEI. Como refuerzo de la prevención del fraude en el sector de hidrocarburos, se destaca en la Exposición de Motivos que el incumplimiento del contenido mínimo de biocarburantes es infracción muy grave, mientras que el de reducción de intensidad de GEI es infracción grave en la Ley 34/1998. A las disposiciones anteriores, se une la Orden TED/728/2024, de 15 de julio, por la que se desarrolla el mecanismo de fomento de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, con intención de reforzar las previsiones para evitar el fraude en el sector de los biocarburantes y otros combustibles renovables, la orden prevé la realización de certificaciones provisionales y pagos anticipados como complemento a la constitución, gestión y reparto de la cuenta de pagos compensatorios del mecanismo de fomento de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte. En este sentido, el deber de cumplimiento de los objetivos anuales previstos en la LSH, se llevará a cabo a través de las obligaciones de entrega de los certificados provisionales y definitivos y de realizar los pagos compensatorios previstos en la orden. Su incumplimiento podría dar lugar, en su caso, a las consecuencias sancionadoras previstas en LSH.

El Real Decreto 639/2016 de 9 de diciembre estableció un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, incluyendo puntos de recarga para vehículos eléctricos y puntos de repostaje de gas natural y de hidrógeno. En cuanto al vehículo eléctrico, la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, para garantizar la existencia de infraestructuras de recarga eléctrica suficiente, introduce obligaciones de instalación de infraestructuras de recarga eléctrica en las instalaciones de suministro de combustible y carburantes a vehículos cuyas ventas anuales de gasolina y gasóleo superen los 5 millones de litros. Esta infraestructura de recarga deberá tener una potencia igual o superior a 150 kW o a 50 kW en corriente continua dependiendo del volumen de ventas (superior a 10 o 5 millones de litros vendidos en 2019). A partir de 2021, para las nuevas instalaciones a partir de 2021 o quien acometa una reforma de su instalación que requiera la revisión del título administrativo, independientemente de sus ventas anuales, deben instalar infraestructuras de recarga eléctrica con una potencia igual o superior a 50 kW en corriente continua. Asimismo, la reciente Ley de Movilidad Sostenible ha modificado la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, aumentando la potencia de las infraestructuras de recarga eléctrica que están obligadas a instalar las instalaciones de suministro de combustible y carburantes a vehículos cuyas ventas anuales superen los 10 millones de litros. Estas nuevas infraestructuras deberán tener, a

partir de 2025, un grupo de recarga de al menos 400 kW en corriente continua, con un punto de recarga individual de al menos 150 kW; y, a partir de 2027, un grupo de recarga de al menos 600 kW en corriente continua, con un punto de recarga individual de al menos 150 kW. Finalmente, cabe destacar el Decreto 184/2022, de 8 de marzo, por el que se regula la actividad de prestación de servicios de recarga energética de vehículos eléctricos y establece los derechos y obligaciones del operador de puntos de recarga (CPO, por sus siglas en inglés) y la empresa proveedora de servicios para la movilidad eléctrica (EMSP, por sus siglas en inglés).

Gas Licuado del Petróleo

El marco regulatorio del GLP en España se estructura sobre la Ley del Sector de Hidrocarburos (LSH) y normativa reglamentaria de desarrollo, combinando regímenes de precio máximo administrado y precios liberalizados según el tipo de producto y formato de suministro. La Disposición Transitoria Cuarta de la LSH estableció, con carácter transitorio, un régimen de precios máximos de venta al público antes de impuestos para determinados suministros de GLP, incluyendo el suministro domiciliario, mientras persistieran condiciones de mercado que justificasen la intervención.

El GLP a granel opera en régimen de precios liberalizados. También se encuentran liberalizados los envases de capacidad inferior a 8 kg y superior a 20 kg. La Ley 18/2014, de 15 de octubre, amplió la liberalización a los envases de más de 8 kg y menos de 20 kg cuya tara no exceda de 9 kg, con la salvedad de los envases de mezcla destinados a usos como carburante. Adicionalmente, la citada Ley consolida el derecho de los usuarios al suministro domiciliario de envases de 8 a 20 kg. Están obligados a realizar dicho suministro los operadores al por mayor con mayor cuota de mercado en los respectivos ámbitos territoriales peninsulares, insulares y en Ceuta y Melilla. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico determina, mediante resolución, que se actualiza cada tres años, el listado de operadores al por mayor, sujetos a la obligación de suministro domiciliario.

Subsiste, no obstante, un régimen de precio máximo para el butano envasado conforme a la metodología vigente, mientras que el propano envasado ha quedado liberalizado en su integridad conforme a la última modificación reglamentaria. La Orden TED/211/2025 modifica la Orden IET/389/2015 e introduce dos cambios regulatorios principales: i) actualiza la fórmula de determinación del precio máximo, antes de impuestos, del butano envasado, afinando la metodología para reflejar con mayor precisión los costes y aprovisionamientos recientes. El butano envasado continúa, por tanto, sujeto a un precio máximo calculado conforme a la fórmula revisada y ii) liberaliza por completo el precio del propano envasado, que deja de estar sometido a precios máximos administrados. La liberalización incluye expresamente el envase de 11 kg de propano, que permanecía regulado.

Gas natural

La Ley 12/2007, de 2 de julio, modifica la LSH e introduce medidas para conseguir un mercado plenamente liberalizado. Esta normativa establece la desaparición del sistema de tarifas y crea la figura del suministrador de último recurso, que tiene la obligación de suministrar a consumidores que no disponen de capacidad de negociación suficiente. Además, deberá hacerlo a un precio máximo ("TUR") fijado por el MITERD. Las actividades del sector del gas natural se clasifican en: (i) actividades reguladas: el transporte (que incluye el almacenamiento, la regasificación y el transporte propiamente dicho) y la distribución de gas natural, y (ii) actividades no reguladas: la producción, el aprovisionamiento y la comercialización de gas natural. El Gestor Técnico del Sistema, Enagás, S.A., es responsable del adecuado funcionamiento y coordinación del sistema gasista.

La Ley 8/2015, crea un mercado organizado de gas natural, con el propósito de facilitar la entrada de nuevos comercializadores

e incrementar la competencia, creando un nuevo operador único del mercado organizado del gas, que es el encargado de gestionar el llamado "hub" gasista, el MIBGAS "Mercado Ibérico del Gas", que vela por el cumplimiento, por todos los agentes participantes, de las reglas de mercado establecidas.

Al amparo de la redistribución competencial operada por el Real Decreto-ley 1/2019, la CNMC aprobó la Circular 6/2020, de 22 de julio, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural. En particular, el 1 de octubre de 2020 entró en vigor la metodología para la determinación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación, con la excepción del peaje de otros costes de regasificación. Por su parte, el MITECO aprobó el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso.

El 16 de diciembre de 2021, la CNMC aprobó la resolución por la que se estableció la relación de operadores dominantes en los sectores energéticos, incluyendo al Grupo Repsol dentro de los operadores dominantes del mercado de gas natural. Seguidamente, mediante el Acuerdo del Consejo de Ministros de 2 de febrero de 2021, se estableció la obligación de Repsol de llevar a cabo el servicio de creador de mercado en el Mercado Organizado de Gas español. Las condiciones de participación del Grupo Repsol quedaron fijadas en la Resolución de 9 de julio de 2021 de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de creador de mercado obligatorio por parte de los operadores dominantes del mercado de gas natural.

Conforme a la Resolución de 12 de diciembre de 2024 de la CNMC, el Grupo Repsol ha sido identificado nuevamente como operador dominante en el sector del gas natural.

Regulación del sector eléctrico en España

El proceso de liberalización del sector eléctrico español comenzó en 1997 con la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) que fue modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, y más recientemente, por la Ley del Sector Eléctrico, 24/2013, de 26 de diciembre.

La producción y la comercialización siguen siendo actividades liberalizadas, que se desarrollan en competencia, mientras que el transporte, la distribución, y la gestión técnica y económica del sistema se configuran como actividades reguladas caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente y están sometidas a unas obligaciones específicas. El suministro eléctrico se califica, por su parte, como un servicio de interés económico general.

a. Régimen retributivo de la actividad de generación

En la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se abandonan los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial, sin perjuicio de las consideraciones singulares que sea preciso establecer. El régimen retributivo de las energías renovables, cogeneración y residuos se basaba inicialmente en la participación en el mercado de estas instalaciones, complementando los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que permita a estas tecnologías competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado. Esta retribución específica complementaria deberá ser suficiente para alcanzar el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que, a diferencia de las tecnologías convencionales, no puedan recuperar en el mercado y les permitirá obtener una rentabilidad adecuada con referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable. La tasa de rentabilidad para la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, para el primer periodo regulatorio, se establece en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el

que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Para el cálculo de la retribución específica se considerará para una instalación tipo, los ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, los costes de explotación medios necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo.

Son numerosas las disposiciones normativas que han desarrollado el régimen jurídico y económico aplicable a las tecnologías de producción a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos con régimen económico primado, desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, Entre ellas, cabe destacar el Real Decreto 413/2014, que regula el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, con efecto sobre las instalaciones de cogeneración del Grupo Repsol, integrantes del extinto régimen especial y régimen ordinario asimilado. Asimismo, procede citar la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio (que aprueba los parámetros retributivos de las instalaciones tipo), la Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero (que actualiza los parámetros retributivos a efectos del semiperiodo regulatorio con inicio el 1 de enero de 2017) el Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre (que actualiza el valor de la rentabilidad razonable a aplicar durante el segundo periodo regulatorio), la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero (que actualiza los parámetros retributivos a aplicar en el segundo periodo regulatorio con inicio el 1 de enero de 2020), el Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo (que actualiza los parámetros retributivos para el año 2022), el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo (que incorpora al mecanismo de ajuste por desviaciones en el precio del mercado que será de aplicación para la energía RECORE generada en el año 2024 y posteriores, referencias a productos de mercados a plazo) y la Orden TED/741/2023, de 30 de junio (que actualiza los parámetros retributivos para el semiperiodo regulatorio con inicio el 1 de enero de 2024).

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, estableció la posibilidad de que el régimen retributivo específico se otorgue mediante un procedimiento de concurrencia competitiva. En aplicación de dicho precepto, en los años 2016 y 2017 se celebraron tres subastas al efecto.

El Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, encomienda al Gobierno el desarrollo reglamentario de un nuevo marco retributivo para la generación renovable, basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía. Para ello, prevé la celebración de procedimientos de concurrencia competitiva, en los que el producto a subastar sea la energía, la potencia instalada o una combinación de ambas. En este sentido, se ha aprobado el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, que regula el citado marco retributivo para la generación renovable, a otorgar mediante subasta, al tiempo que crea el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables.

Se confiere al titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico la regulación del mecanismo de subasta, a través de Orden Ministerial, mientras que compete al titular de la Secretaría de Estado de Energía la convocatoria de las subastas por medio de Resolución. Al respecto, la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del reiterado régimen económico de energías renovables y establece el calendario indicativo para el período 2020-2025.

La primera subasta para la concesión de dicho régimen económico fue convocada por la Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, con un cupo de producto de 3.000 MW de potencia instalada. En 2021 se procedió a convocar una segunda subasta por la Resolución de 8 de septiembre, de la Dirección General de Política Energética y Minas, para la cual se establece un producto dirigido a las instalaciones de generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables compuestas por una o varias de las tecnologías fotovoltaica y eólica ubicada en tierra, y un cupo de

producto a subastar de 3.300 MW. Como particularidades de esta convocatoria, se establecieron cuatro reservas mínimas a adjudicar a distintas tecnologías o categorías distinguibles por sus especificidades, entre ellas, una reserva de disponibilidad acelerada dirigida a instalaciones en estado avanzado de tramitación y otra reserva para instalaciones fotovoltaicas de generación distribuida con carácter local. La filial Repsol Renovables S.A. resultó adjudicatario por un total de 3 ofertas y 138 MW. En 2022 se convocaron dos subastas más, tercera y cuarta, por Resoluciones de 18 de julio y 2 de agosto, respectivamente, por un total de 3.820 MW.

Retomando el Real Decreto-ley 23/2020, éste contiene, además, disposiciones relativas al acceso y conexión a las redes, estipulando plazos e hitos administrativos para la tramitación de proyectos existentes y permitiendo la extensión de los permisos hasta siete años. Además, agiliza la tramitación de modificación de instalaciones existentes, regula figuras como la comunidad de energía renovable, o el agregador independiente e incorpora disposiciones relativas a la hibridación y a las infraestructuras de recarga de alta capacidad.

El Real Decreto 413/2014 regula el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, con efecto sobre las instalaciones de cogeneración del Grupo Repsol, integrantes del extinto régimen especial y régimen ordinario asimilado. Por su parte, la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, aprueba 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 consecuencia de la tendencia alcista del precio del mercado mayorista eléctrico que, debido a la evolución del precio del gas natural y de los derechos de emisión del CO₂, se ha producido desde finales de 2020 y más intensamente desde marzo de 2021, el Gobierno aprobó, mediante el Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, la exoneración durante el tercer trimestre de 2021 del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE). Dicha suspensión temporal del impuesto ha sido objeto de sucesivas prórrogas hasta finales de 2024 por obra de los Reales Decretos-leyes 17/2021, 29/2021, 6/2022, 11/2022 y 20/2022. No obstante, el Real Decreto-ley 8/2024 procedió al levantamiento de tal suspensión, articulando un regreso gradual del IVPEE de manera que, para el primer trimestre natural de 2024, la base imponible se minorará en un 50% y, para el segundo trimestre natural de 2024, en un 25%.

El Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica y de producción con autoconsumo resultó modificado sustancialmente por el Real Decreto-ley 15/2018, y posteriormente, derogado por el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo en España. Esta última norma suplementa el marco regulatorio impulsado por el Real Decreto-ley 15/2018 que tuvo como medida principal la derogación del comúnmente denominado "impuesto al sol", y supuso un nuevo panorama energético que apuesta por un modelo basado en la generación distribuida y las energías renovables. Entre los aspectos que introduce el citado Real Decreto 244/2019, cabe destacar:

- La energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, estará exenta de todo tipo de cargos y peajes.
- Reconocimiento de la figura del autoconsumo compartido por la cual se habilita la posibilidad de que varios usuarios puedan beneficiarse de una misma instalación generadora.
- Simplificación de trámites y plazos burocráticos para la legalización de las instalaciones.
- Introducción de la compensación simplificada por excedentes de generación.

b. Régimen retributivo de la actividad de comercialización

La actividad de comercialización se basa en los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente. La comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes.

Es destacable la Ley 24/2013, desarrollada con posterioridad por el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. Estos precios se definen, en línea con las anteriormente denominadas tarifas de último recurso, como los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores de referencia a los consumidores que se acojan a ellos. Configurado inicialmente como un precio dinámico que internaliza la volatilidad de la señal de precio del mercado mayorista eléctrico, el PVPC ha sido objeto de reforma por obra del Real Decreto 446/2023, de 13 junio, norma que, a partir del 1 de enero de 2024, limita la categoría de consumidores que pueden contratar este precio regulado (personas físicas y microempresas con potencia contratada no superior a 10 kW y conectadas en baja tensión) e introduce en la fórmula de cálculo del PVPC una señal de precios a los productos a plazo (productos OMIP mensual, trimestral y anual).

El Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, establece la metodología para el cálculo de los costes de comercialización de las comercializadoras de referencia a incluir en el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor. La Orden ETU/1948/2016, de 22 de diciembre, fijó los valores de los costes de comercialización de las comercializadoras de referencia a incluir en el cálculo del PVPC en el período 2014-2018, que resultan de aplicar la nueva metodología aprobada. El valor de los costes de comercialización a considerar en el cálculo del PVPC se ha venido prorrogando desde 2018, encontrándose pendiente de actualización.

Los criterios para designar a los comercializadores de referencia y las obligaciones de éstos en relación con el suministro a determinados colectivos de consumidores son establecidos en la ya referido Real Decreto 216/2014.

Por su parte, la denominación de tarifas de último recurso queda reservada a dos colectivos de consumidores: los denominados vulnerables (cuyo marco regulador encabezan la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre) y aquellos consumidores que, sin tener derecho a los precios voluntarios para el pequeño consumidor, carezcan transitoriamente de un contrato de suministro con un comercializador. Los consumidores vulnerables pueden beneficiarse, previa solicitud y comprobación de ciertos requisitos personales y de renta, del bono social, definido como un descuento sobre el PVPC. Fruto de la crisis energética, el Gobierno español adoptó medidas de refuerzo del bono social, destacando el incremento de los porcentajes de descuento sobre el PVPC hasta finales del año 2024 (el Real Decreto-ley 4/2024 los eleva de forma definitiva, si bien resultan de aplicación temporal descuentos superiores hasta la primera mitad de 2025, fruto del Real Decreto-ley 23/2021 y sucesivas prórrogas) y la creación de una nueva tipología temporal de consumidor vulnerable establecida en el Real Decreto-ley 18/2022). A este respecto el Real Decreto-ley 1/2025, de 28 de enero, fija expresamente los descuentos del bono social para 2025 de forma decreciente por semestres, y proroga la garantía de suministro a vulnerables a través de la extensión de la senda decreciente que permitirá alcanzar el régimen permanente de estos descuentos a partir del 1 de enero de 2026.

En enero de 2022 el Tribunal Supremo declaró inaplicable el régimen de financiación del bono social y del coste del suministro de electricidad de los consumidores en riesgo de exclusión social establecido en el artículo 45.4 de la Ley 24/2013 y desarrollado en el Real Decreto 897/2017, por resultar incompatible con el Derecho de la Unión Europea. En consecuencia, el Real Decreto-Ley 6/2022, de 29 de marzo, ha introducido un nuevo modelo de financiación del

bono social, por el cual todos los sujetos que participan en las actividades de la cadena de suministro de energía eléctrica (productores y comercializadores incluidos) pasan a ser financiadores. En particular, el reparto de las cantidades a financiar se realiza, para los productores, de forma proporcional a su producción y, para los comercializadores, de manera proporcional a la cuota de clientes a los que suministren electricidad. Para ello, anualmente se define un valor unitario de financiación, mediante Orden Ministerial. Los valores unitarios para el 2025 se han establecido en la Orden TED/1487/2024, de 26 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 2025 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 2025.

El Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del plan nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, introduce la necesidad de introducir una señal de precios a plazo en los precios voluntarios para el pequeño consumidor (PVPC) que fomenté la contratación de instrumentos de cobertura por el lado de la demanda por parte de las comercializadoras de referencia, lo que en conjunto posibilita la entrada de liquidez en los mercados a plazo y minimiza la volatilidad de los precios de los citados precios. Para dar cumplimiento al mandato del Real Decreto-ley 6/2022, se aprobó Real Decreto 446/2024, de 13 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para la indexación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica a señales a plazo y reducción de su volatilidad.

Por último, el Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de cogeneración, creó un servicio de respuesta activa de la demanda (SRAD) para el sistema eléctrico peninsular español, configurado, de acuerdo con la justificación dada por la norma, como un producto específico de balance, para hacer frente a las situaciones de escasez de energía de balance proporcionada por otros servicios estándar de activación manual ya en funcionamiento. El citado Real Decreto-ley estableció la creación del SRAD en su disposición adicional primera y articuló el detalle técnico de funcionamiento del servicio en su Anexo II. Adicionalmente, se establecía que dicho producto debía estar operativo desde el 1 de noviembre de 2022, y que debía ser asignado mediante la celebración de una subasta anual de manera previa al inicio del periodo de prestación del servicio. De esta manera, en octubre de 2022 el operador del sistema organizó la primera subasta del servicio de respuesta activa de la demanda, asignándose el servicio a instalaciones de demanda por un total de 490 MW, con entrega entre el 1 de noviembre de 2022 y el 31 de octubre de 2024. El Operador del sistema ha lanzado la convocatoria de subasta del Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD) correspondiente al primer semestre de 2026, que tendrá lugar el 28 de noviembre de 2025 tras la publicación de la Resolución de 6 de noviembre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 7.5 y 14.4 para la modificación del servicio de respuesta activa de la demanda.

Contribuciones al fondo de eficiencia energética

La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, establece la obligación de justificar una cantidad de ahorro de energía para 2020, viniendo obligado cada Estado a establecer un sistema de obligaciones de eficiencia energética, mediante el cual los distribuidores de energía y/o las empresas minoristas de

venta de energía quedaron obligados a alcanzar en el año 2020 el objetivo de ahorro indicado mediante la consecución anual, a partir del año 2014, de un ahorro equivalente al 1,5% de sus ventas anuales de energía. El Real Decreto-ley 8/2014 y la Ley 18/2014, ha venido a trasponer la Directiva mediante la creación de un Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) en virtud del cual, se asigna a las empresas comercializadoras de gas y electricidad, a los operadores de productos petrolíferos al por mayor, y a los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor una cuota anual de ahorro energético de ámbito nacional, denominada obligaciones de ahorro, con una equivalencia financiera.

El Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, ha extendido el sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética hasta el 31 de diciembre de 2030, dando así cumplimiento a la Directiva (UE) 2018/2002 del Parlamento y del Consejo, de 11 de diciembre, la cual impone a los Estados miembros la consecución de un nuevo ahorro anual, desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2030, del 0,8% del consumo anual de energía final.

El Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, por el que se establece un sistema de Certificados de Ahorro Energético, desarrolla el apartado 2 del artículo 71 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, por el que se posibilita, en el ámbito del Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética (SNOEE), y establece un mecanismo de acreditación de consecución de ahorros de energía mediante la presentación de Certificados de Ahorro Energético (CAE).

Bolivia

La Constitución Boliviana del año 2009 establece que la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) está autorizada a suscribir contratos de servicios con empresas para que en su nombre y representación realicen actividades de exploración y explotación a cambio de una retribución o pago por sus servicios.

La industria del petróleo y el gas en Bolivia está regulada por la Ley N.º 3.058 de 19 de mayo de 2005 (en adelante "Ley de Hidrocarburos") y reglamentación técnica y económica.

En fecha 1 de mayo de 2006 se publicó el Decreto Supremo N.º 28.701 que nacionaliza los hidrocarburos del país. Adicionalmente, se nacionalizaron las acciones necesarias para que YPFB controle al menos el 50% más un voto en varias empresas entre las que se encuentra Empresa Petrolera Andina, S.A (hoy YPFB Andina).

En fecha 11 de diciembre de 2015 se promulgó la Ley N.º 767 para la promoción de la inversión en Exploración y Explotación hidrocarburífera. Esta Ley fue reglamentada por medio del Decreto Supremo 2830 de 6 de julio de 2016 y posteriormente modificado por el Decreto Supremo 4616 de fecha 10 de noviembre de 2021.

Contratos de Operación y Contrato de Servicios Petroleros

Según la Ley de Hidrocarburos (anterior a la actual Constitución Boliviana (CPE)), cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera, pública o privada podrá celebrar con YPFB uno o más Contratos de Producción Compartida, Operación o Asociación para ejecutar actividades de Exploración y Explotación, por un plazo que no excederá los cuarenta (40) años. La CPE del año 2009 y la ley 767 limita el tipo contractual al Contrato de Servicios Petroleros, que tiene similares características al Contrato de Operación de la Ley 3058.

El Contrato de Operación y el Contrato de Servicios Petroleros son aquellos por el cual el Titular ejecutará con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo, a nombre y representación de YPFB, las operaciones correspondientes a las actividades de Exploración y Explotación dentro del área materia del contrato, bajo el sistema de retribución, en caso de

ingresar a la actividad de Explotación. YPFB no efectuará inversión alguna y no asumirá ningún riesgo o responsabilidad en las inversiones o resultados obtenidos relacionados al contrato, debiendo ser exclusivamente el Titular quien aporte la totalidad de los capitales, instalaciones, equipos, materiales, personal, tecnología y otros necesarios.

YPFB retribuye al Titular por los servicios de operación en dinero a través de la Retribución del Titular. Este pago cubrirá la totalidad de sus costos de operación y utilidad. YPFB por su parte pagará las Regalías, Impuestos y Participaciones sobre la producción más los impuestos que le correspondan. Una vez iniciada la producción en un contrato de servicios petrolero, el Titular está obligado a entregar a YPFB, la totalidad de los hidrocarburos producidos. Del total producido y entregado a YPFB, el Titular tendrá derecho a una retribución bajo el Contrato de Operación y/o el Contrato de Servicios Petroleros.

Los Contratos de Servicios Petroleros y sus modificaciones, requieren ser autorizados y aprobados por Asamblea Legislativa Plurinacional según la Constitución Política del Estado (Poder Legislativo).

Como consecuencia de la Ley de Hidrocarburos y del Decreto de Nacionalización, Repsol E&P Bolivia, S.A. y su filial YPFB Andina, firmaron con YPFB los Contratos de Operación, efectivos a partir del 2 de mayo de 2007.

Adicionalmente, el 8 de mayo de 2009 se suscribieron con YPFB los Acuerdos de Entrega de Gas Natural y de Hidrocarburos Líquidos que establecen los términos y condiciones que rigen la entrega de hidrocarburos por parte del Titular.

Estados Unidos de América

Exploración y producción en mar

La Compañía dispone de operaciones bajo contrato de arrendamiento federal en la Plataforma continental del Golfo de México (Golfo de América). Las dos agencias gubernamentales responsables de la exploración y producción marina en la Plataforma continental son la Oficina de Administración de Energía Oceánica (BOEM, por sus siglas en inglés) y la Oficina Ambiental de Cumplimiento de Seguridad (BSEE, por sus siglas en inglés) que dependen del Departamento del Interior de los EE.UU. La BOEM se encarga de garantizar la forma responsable el Desarrollo económico y medioambiental de los recursos marinos de las EE.UU. Sus funciones incluyen el arrendamiento (contratos que otorgan derechos de explotación minera de gas y petróleo), la supervisión y organización de la exploración de recursos gasísticos y petroleros, la aprobación de planes de Desarrollo y la realización de análisis que garanticen el cumplimiento de la Ley Nacional de Política Ambiental y otros estudios medioambientales. La BSEE asume la responsabilidad de la seguridad y la supervisión medioambiental de las operaciones marinas de gas y petróleo. Sus funciones incluyen el desarrollo y la aplicación de normativas de seguridad y medioambientales la autorización de exploraciones marinas, así como de su Desarrollo y producción, el rendimiento de las inspecciones y la respuesta ante los vertidos de crudo.

Exploración y producción en tierra

En relación con las actividades de exploración y producción terrestre en los EE.UU., la industria gasística y petrolera se encuentra principalmente regulada conforme a la legislación de los estados individuales, con la excepción de ciertos asuntos y operaciones medioambientales que tengan lugar en terrenos federales. En la actualidad, la Compañía dispone de operaciones en Alaska, Pensilvania y Texas. En Alaska y Texas, las actividades de exploración y producción se encuentran reguladas por el Departamento de Recursos Naturales de Alaska y la Comisión de Ferrocarriles de Texas, respectivamente. Cada uno de estos estados dispone de su propia agencia de protección medioambiental. En Pensilvania, el Departamento de Protección Medioambiental local asume la responsabilidad tanto de las

actividades de protección medioambiental como la normativa sobre las actividades de exploración y producción.

Las autoridades federales tienen jurisdicción sobre ciertos aspectos medioambientales que afectan al sector gasístico y petrolero. La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) aplica legislación y normativa como la Ley de Aire Limpio, la Ley de Agua Limpia y la Ley de Conservación y Recuperación de Recursos. La Ley Nacional de Política Ambiental (NEPA, por sus siglas en inglés), que la administra diversas agencias federales dependiendo del tipo de proyecto, regula el impacto medioambiental de los proyectos.

Transporte

La Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC, por sus siglas en inglés) regula el transporte del gas natural como parte del comercio interestatal y el transporte del crudo mediante oleoductos dentro del mismo campo. Los estados regulan otros tipos de transporte.

Gas natural licuado

La Ley del Sector de Hidrocarburos otorga a la Comisión Federal Reguladora de la Energía (FERC, por sus siglas en inglés) la competencia exclusiva de regular las plantas que importan y exportan el gas natural licuado que llega a los Estados Unidos y que sale del país con la autorización de la Oficina de Energía Fósil del Departamento de Energía (DOE, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos.

Comercialización de gas, petróleo crudo y productos refinados

La FERC regula la venta de gas natural como parte del comercio interestatal. Ciertos número de organismos de regulación de los Estados Unidos tienen la competencia para regular el mercado de la comercialización del crudo y de productos refinados. La Comisión Federal de Comercio (FTC, por sus siglas en inglés) tiene la potestad de regular las actividades comerciales de productos petrolíferos. La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) regula aquellos productos refinados dirigidos a consumidores privados como la gasolina y el diésel. La Comisión de Negociación de Futuros de Productos Básicos de Estados Unidos (CFTC, por sus siglas en inglés) regula la comercialización de derivados financieros.

Con fecha 18 de diciembre de 2015, se aprobó la Ley de Asignaciones Presupuestarias Consolidadas de 2016 (Ley pública No. 114-113). Este texto legislativo revoca el Artículo 103 de la Ley de Política y Conservación de la Energía (EPCA, por sus siglas en inglés), mediante la cual, se retira la prohibición de exportar crudo producidos en los Estados Unidos. La legislación mantiene el poder presidencial de restringir las exportaciones de crudo en respuesta a una emergencia nacional, impone sanciones comerciales y soluciona la escasez de suministro de petróleo o la distorsión sostenida de los precios del crudo notablemente superior a los niveles del mercado mundial.

Energía renovable y baterías de almacenamiento

Una serie de órdenes ejecutivas (OE, por sus siglas en inglés) de 2025, además de la aprobación de la Enorme y Bella Medida Legislativa (OBBBA, por sus siglas en inglés) en julio, han transformado notablemente los incentivos fiscales, permitiendo marcos y requisitos de conformidad para los proyectos eólicos, solares y de almacenamiento de energía.

Créditos fiscales para energías renovables

La OBBBA introdujo modificaciones en el régimen fiscal de los créditos a la construcción (ITC) y la producción (PTC) en proyectos de energías renovables, acelerando su desaparición en comparación con la normativa anterior. De este modo, para

poder aplicar los créditos fiscales: (i) los proyectos que hubieran iniciado la construcción antes de julio 2026 deben iniciar la producción antes de 4 años (a contar desde el año siguiente al que se inicia la construcción); (ii) los proyectos que inicien la construcción después de julio 2026 tendrán que comenzar a producir antes del final de 2027; (iii) los proyectos que inicien la construcción tras estas ventanas temporales no podrían obtener créditos fiscales.

Las opciones de monetizar de los créditos fiscales mediante su transferencia a terceros permanecen en gran medida sin cambios.

Por otro lado, aquellos proyectos que comiencen construcción a partir de 2026 estarán sujetos a la normativa FEOC (Foreign Entity of Concern), que busca limitar la aplicación de los créditos fiscales en aquellos proyectos en los que exista influencia de compañías o de componentes de determinados países.

Requisitos del contenido nacional

El incremento de los umbrales del contenido nacional bajo la OBBBA subraya el claro objetivo claro de la política de reforzar la fabricación en los EE.UU. dentro de la cadena de suministro de las energías renovables.

Nuevas restricciones: Entidades Extranjeras de Riesgo Estratégico

Para aquellos proyectos que iniciaron su construcción después del 31/12/25, la OBBBA aplica la normativa de la FEOC con dos pruebas: (1) una prueba de entidades extranjeras de Riesgo estratégico prohibidas, que prohíbe la implicación de entidades propiedad o bajo control de China, Rusia, Irán, Corea del Norte o aquellas que se encuentren en las listas de OFAC/BIS, que incluyen la influencia directa mediante deuda, PI (propiedad intelectual) o control operativo; y (2) una prueba de Asistencia Material que requiere que la evaluación y provisión de una cuota mínima de costes del materiales del proyecto procedan de fuentes no FEOC, un 40 %, que se incrementa al 45 % en 2027 ay más con posterioridad.

Sistemas de almacenamiento energético

Los proyectos de almacenamiento de energía han prolongado el cumplimiento de los créditos fiscales tecnológicamente neutros hasta 2033, aunque deben cumplir con las restricciones de la FEOC.

Guía del Departamento del Tesoro sobre requisitos de Seguridad de Operaciones (SOC, por sus siglas en inglés) y Continuidad

La Orden Ejecutiva del 7 de julio de 2025, conmina al Departamento del Tesoro a aplicar la eliminación gradual de los créditos fiscales para la energía eólica y solar bajo los artículos 45Y y 48E. La guía actualizada del Departamento del Tesoro elimina los amplios puertos seguros de los Centros de Operaciones de Seguridad (SOC), retira el puerto seguro del 5 % y exige que los SOC deben cumplirse mediante trabajo físico significativo o fabricación externa cualificada bajo contratos vinculantes deben cumplirse mediante trabajo físico significativo o fabricación externa cualificada bajo contratos vinculantes. Las normativas asimismo refuerzan el cumplimiento del FEOC y confirman que los proyectos solares y eólicos puestos en servicio después del 31/12/27 y de aquellos proyectos que inicien su construcción después del 4/7/26 se enfrentan a límites estrictos de finalización del crédito y de cualificación

Directivas del departamento de Interior

Tras la Orden Ejecutiva del 7 de julio, el Departamento de Interior emitió una guía donde se incrementaba el control sobre proyectos solares y eólicos. Todos los préstamos, derechos de propiedad, y aprobaciones de proyectos requieren en la actualidad la aprobación del Secretario. Ya no es posible utilizar el IPaC para estos proyectos y se eliminan los antiguos derechos de propiedad, así como los descuentos por volumen. Asimismo, se conmina al Departamento de Interior a la revisión de cualquier política que otorgue un tratamiento preferencial a la energía eólica o solar sobre la generación gestionable.

Memorando del Departamento de Interior: "Garantizar el cumplimiento con la Ley de Protección del Águila Calva y Dorada"

El 4 de Agosto de 2025, el Departamento de Interior emitió un memorando donde se hace cumplir la BGEPA como parte de la Orden Ejecutiva del 7 de julio. Conmina al Servicio Federal de Pesca y Vida Salvaje de los Estados Unidos a: (1) revisar si los programas de permisos para la toma incidental de águilas se adaptan a la BGEPA; (2) incrementar su cumplimiento informando de violaciones de penas civiles / penales; (3) auditar todas las actividades de energía eólica permitidas en un plazo de 7 días y verificar el cumplimiento de los informes en un plazo de 14 días y, (4) revisar todas las solicitudes de permisos para la toma incidental de águilas en un plazo de 30 días.

Aranceles a la importación

Según la Constitución, el Congreso controla la autoridad del comercio exterior y aranceles y, el Ejecutivo tiene la posibilidad de actuar únicamente cuando el Congreso haya delegado esta potestad. Mediante el uso de estas delegaciones, al Administración Trump ha adelantado una agenda comercial basada en aranceles para rediseñar las cadenas de suministro y renegociar las relaciones económicas. El 1 de febrero de 2025, se declaró una emergencia nacional bajo la IEEPA, lo que permitió la regulación de las transacciones económicas internacionales. El 2 de abril de 2025 ("Día de la Liberación"), una EO 14257 impuso un arancel base del 10 % en la mayoría de las importaciones además de aranceles específicos recíproco para cada país del 11-50 % para imponer a los socios comerciales negociaciones bilaterales.

En el frente de los litigios, los tribunales han determinado que algunos aranceles basados en la IEEPA exceden la autoridad presidencial, aunque continúa su aplicación en vigor, al estar pendiente la revisión por parte del Tribunal Supremo, de forma que los aranceles permanecen en vigor. Con independencia del resultado, la administración mantiene otros instrumentos legales para imponer aranceles específicos para el sector.

Investigación de importaciones de paneles

En 2012, el Departamento de Comercio de Estados Unidos (DOC) impuso derechos antidumping a las células, módulos y paneles solares fotovoltaicos chinos y derechos compensatorios a las células, módulos y paneles solares fotovoltaicos chinos. Las tasas variaban entre los diferentes fabricantes y se determinaron con base en las conclusiones de la investigación de derechos compensatorios realizada por la Comisión de Comercio Internacional de Estados Unidos (USITC). Los derechos tenían como objetivo contrarrestar supuestos subsidios injustos recibidos por los fabricantes chinos.

Más tarde, en 2018, la administración Trump impuso un arancel de salvaguardia a las células y módulos solares importados. El arancel inicialmente fijaba una tasa del 30%, que se fue reduciendo gradualmente a lo largo de cuatro años. El arancel afectó a todos los países que exportan células y módulos solares a Estados Unidos, incluida China.

En febrero de 2022, el presidente Biden firmó la Proclamación 10.339 "Para continuar facilitando el ajuste positivo a la competencia procedente de las importaciones de determinadas células fotovoltaicas de silicio cristalino (ya sean parcial o totalmente ensambladas en otros productos)" en virtud de la sección 201 de la Ley de Comercio de 1974, que establece un contingente arancelario para las células fotovoltaicas de silicio cristalino (CSPV) y un derecho adicional para los módulos compuestos por células CSPV.

Paralelamente, Auxin, un fabricante de energía solar con sede en Estados Unidos, emitió una petición formal solicitando una investigación sobre elusión para determinar si las importaciones de células CSPV importadas de Camboya, Malasia, Tailandia o Vietnam están eludiendo órdenes de derechos antidumping y compensatorios. En marzo de 2022, el Departamento de Comercio (DOC) inició una investigación por elusión y descubrió (preliminarmente) que determinadas empresas intentaban evadir los pedidos existentes de células y módulos solares procedentes de China. En agosto de 2024, el DOC emitió su determinación final afirmando que encontró elusión a nivel nacional en los cuatro países de la investigación.

Consciente del riesgo para la industria solar, el lobby de la industria de la energía solar respondió solicitando al presidente Biden que no impusiera aranceles. En junio de 2022, el presidente Biden emitió una proclamación que otorgaba una exención de 24 meses de derechos antidumping y compensatorios sobre CSPV completados en Camboya, Malasia, Tailandia o Vietnam y utilizando piezas y componentes fabricados en China.

Perú

La regulación de los hidrocarburos en Perú tiene en la Constitución Política los fundamentos principales de su marco jurídico. La Constitución establece que el Estado promueve la iniciativa privada, reconociendo el pluralismo económico, debiendo el Estado actuar en un rol subsidiario en cuanto a la actividad empresarial se refiere. Asimismo, establece que la actividad empresarial privada o pública recibe el mismo tratamiento legal y que la inversión nacional y la extranjera están sujetas a las mismas condiciones.

Asimismo, la Constitución establece que los recursos naturales son patrimonio del Estado y que por Ley Orgánica se fijan las condiciones de su utilización y otorgamiento a particulares.

Las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de hidrocarburos, se someterán expresamente a las leyes de la República del Perú y renunciarán a toda reclamación diplomática. Las principales entidades competentes en materia de hidrocarburos son: el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector; el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), encargado de la fiscalización y sanción a las personas naturales o jurídicas que desarrollan actividades relacionadas con los subsectores de electricidad e hidrocarburos, por el incumplimiento de las obligaciones legales y técnicas emitidas por el MINEM y PERUPETRO S.A. El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) del Ministerio del Ambiente es la institución técnica especializada para asegurar el cumplimiento de las normas, obligaciones e incentivos establecidos en la regulación ambiental.

Exploración y Producción

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula este recurso natural. Para otorgar seguridad jurídica a los inversores establece que, los contratos que se celebren a su amparo tendrán carácter de Contratos-Ley; por consiguiente, solo podrán ser modificados por acuerdo escrito entre las partes. Para lograr los objetivos antes mencionados, la LOH crea PERUPETRO S.A., empresa Estatal de Derecho Privado, organizada como Sociedad Anónima, a la cual el Estado, en su

calidad de propietario de los hidrocarburos ubicados dentro de su territorio, otorga el derecho de propiedad sobre dichos hidrocarburos, con la finalidad de que PERUPETRO pueda negociar, celebrar y supervisar contratos de exploración y/o explotación con un licenciario (Contratista), mediante los Contratos de Licencia, de Servicios, y otras modalidades de contratación autorizadas por el MINEM.

Refino y comercialización de Hidrocarburos

La LOH establece que cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá instalar, operar y mantener refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural y condensados, asfalto natural, grasas, lubricantes y petroquímica, con sujeción a las normas que establezca el MINEM.

En Perú la comercialización de los productos derivados de los hidrocarburos se rige por la oferta y demanda. Sin perjuicio de ello, a través del Decreto de Urgencia N.º 010-2004 se creó el Fondo para la Estabilización de los Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo (FEPC), como un fondo intangible destinado a evitar que la alta volatilidad de los precios del petróleo y sus derivados se traslade a los consumidores.

El mecanismo de funcionamiento del FEPC establecido por el D.U. 010-2004 y su Reglamento, contempla que cuando el Precio de Paridad de Importación o Exportación, según sea el caso, resulta mayor que el Límite Superior de la Banda de Precios correspondiente, los Productores e Importadores podrían aplicar un descuento en los precios de los productos por el mismo valor definido por el factor de compensación aprobado por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, generándose una deuda del FEPC con dichos Productores e Importadores por el monto de las compensaciones aplicadas. Contrariamente, cuando el Precio de Paridad de Importación o Exportación, según sea el caso, resulta menor que el Límite Inferior de la Banda de Precios correspondiente, se genera una obligación de los Productores e Importadores con el FEPC definido por el factor de aportación. El artículo 10 del D.U. 010-2004 establece que cada compañía determinará libremente, de acuerdo a sus políticas comerciales, las primas o descuentos a aplicar para cada producto y cliente sobre los precios referenciales de OSINERGMIN, conservando la libertad de fijar los precios de venta a sus clientes.

Si bien el FEPC se aplicó por muchos años, en marzo del 2020 se excluyó al Diésel y al GLP del FEPC. Sin embargo, en marzo del 2021, el Ministerio de Energía y Minas aprobó el Decreto Supremo N.º 006-2021-EM, prorrogado por el Decreto Supremo N.º 015-2021-EM, que incluyó temporalmente al Diésel para uso vehicular en el FEPC (en el período comprendido entre el 27 de marzo y el 27 de agosto de 2021). Entre las modificaciones más saltantes del mecanismo de reconocimiento de las compensaciones del Fondo sólo a las empresas que mantienen su precio de venta primaria estabilizado y sin variación respecto del precio de venta primaria vigente a la fecha de publicación del referido decreto. Esta disposición condiciona las compensaciones al mantenimiento de precios fijos, contraviniendo la libertad de contratación, así como el artículo 77 de la LOH que establece que los precios del petróleo crudo y sus derivados se rigen por la oferta y la demanda y desnaturaliza el FEPC.

Posteriormente, el Decreto Supremo N.º 025-2021-EM, del 9 de noviembre de 2021 incluyó el Diésel de uso vehicular al FEPC por tiempo indefinido. También dispuso que Precio de Venta Primaria de dicho combustible debe mantenerse estabilizado, es decir, no se encuentre por encima de la Banda de Precio Objetivo (definido por el OSINERGMIN) correspondiente, lo cual significa una variación con relación con la redacción de los decretos supremos del 2021 citados anteriormente, pero permanece inalterable la vulneración de principios como la libertad de contratación y la libre fijación de precios del petróleo crudo y sus derivados de acuerdo con la oferta y la demanda conforme lo establece la normativa vigente, ya que establece un precio máximo para su comercialización, vulnerando la libertad de las empresas de establecer su precios en el mercado.

Situación similar ocurrió con el GLP, el cual fue incorporado al FEPC desde septiembre del 2021 y excluido del mismo desde junio del 2024, mediante Decreto Supremo N.º 007-2024-EM, del 26 de marzo de 2024. Mediante Decreto Supremo 002-2022-EM, del 28 de marzo de 2022 se incorporó a gasolinas 84 y 90 octanos; y gasohol de 84 octanos al FEPC. Actualmente, en virtud del Decreto Supremo 014-2021-EM, del 21 de mayo de 2021 se ha modificado la producción de gasolinas y gasoholes a dos tipos: Regular (octanaje menor a 95) y Premium (octanaje mayor a 95).

Diversas empresas del sector de hidrocarburos, incluyendo las del Grupo, han salido del FEPC en 2025.

Regulación Medioambiental

Perú cuenta con un amplio sistema normativo ambiental, La Ley General del Ambiente - Ley N.º 28.611, del 15 de octubre de 2005, establece que toda actividad humana que implique construcciones, obras, servicios, entre ellas, las actividades de hidrocarburos, son susceptibles de causar impactos ambientales de carácter significativo, estarán sujetas al Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental; y, que los ministerios y sus respectivos organismos públicos descentralizados, así como los organismos regulatorios o de fiscalización, ejercen funciones y atribuciones ambientales.

Posteriormente, por Decreto Legislativo N.º 1.013, del 14 de mayo de 2008, se creó el OEFA como organismo público técnico especializado, con personalidad jurídica de derecho público interno, constituyéndose en pliego presupuestal, adscrito al Ministerio del Ambiente y encargado de las funciones de fiscalización ambiental. Luego, a través de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental- Ley N.º 29.325, del 5 de marzo de 2009, se otorgó al OEFA, la calidad de ente rector del citado sistema de evaluación y fiscalización ambiental.

En el marco de sus funciones, OEFA está facultada para dictar medidas administrativas, tales como medidas preventivas, mandatos de carácter particular, entre otros. Asimismo, OEFA cuenta con facultades para las acciones de supervisión del cumplimiento de obligaciones contenidas en la normativa ambiental, en los instrumentos de gestión ambientales, en las medidas administrativas y otras fuentes de obligación ambiental. Y, entre otras, cuenta con facultades para iniciar procedimientos administrativos sancionadores, emitir medidas cautelares antes del inicio o durante el procedimiento administrativo sancionador cuando ello resulte necesario para prevenir un daño irreparable al ambiente, los recursos naturales o la salud de las personas.

Mediante el Decreto Supremo N.º 039-2014-EM, del 12 de noviembre de 2014, se aprobó el Reglamento de la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos (RPAAH) establece que todos los titulares de las actividades de hidrocarburos son responsables del cumplimiento de lo dispuesto en el marco legal ambiental vigente, en los estudios ambientales y/o instrumentos de gestión ambiental complementarios aprobados y cualquier otra regulación adicional dispuesta por la autoridad ambiental competente.

Asimismo, el RPAAH señala que los titulares de las actividades de hidrocarburos son responsables por las emisiones atmosféricas, las descargas de efluentes líquidos, la disposición de residuos sólidos y las emisiones de ruido, desde las instalaciones que construyan u operen directamente o a través de terceros, en particular de aquellas que excedan los Límites Máximos Permisibles y los Estándares de Calidad Ambiental vigentes, siempre y cuando se demuestre en este último caso, siempre que existe una relación de causalidad entre la actuación del titular de las actividades de hidrocarburos y la transgresión de dichos estándares. Cabe señalar que cada uno de los referidos parámetros fiscalizables a los titulares de las actividades de hidrocarburos cuenta con una normativa ambiental especializada de obligatorio cumplimiento.

De manera excepcional y contraviniendo los principios constitucionales de irretroactividad normativa y seguridad jurídica, el 24 de diciembre de 2025 se publicó la Ley n.º 32534, mediante la cual se modifica el ámbito de aplicación del Registro Único Consolidado, previsto en la Ley 32190, precisándose que dicho Registro comprende a todas las personas afectadas por derrames o fugas de hidrocarburos ocurridos en la costa peruana, declarados como emergencia ambiental desde el 1 de enero de 2022. Esta Ley se encuentra pendiente la aprobación del reglamento correspondiente, el cual determinará la forma en cómo se aplicará la Ley, cuyos alcances serán fiscalizados por OEFA.

Portugal

En Portugal el Decreto-Ley N.º 31/2006, de 15 de febrero fija el marco del Sistema Petrolífero Nacional (SPN) y ha sido desarrollado y reglamentado a través de extensa reglamentación administrativa.

Los precios de venta del petróleo crudo y de los productos petrolíferos son libremente fijados en el mercado, sin perjuicio de las reglas de competencia y de las obligaciones de servicio público, pero en las Regiones Autónomas de las Azores y Madeira los precios son administrativamente fijados por los Gobiernos Regionales. Según lo establecido en la Ley N.º 69-A/2021, de 21 de octubre, el Gobierno cuenta con poderes para intervenir, de modo excepcional, en la fijación los márgenes máximos en cualquiera de los componentes comerciales del precio de venta al público de los combustibles simples o GLP envasado. Dichos márgenes máximos pueden ser definidos, con un plazo de duración, para cualquier de las actividades de la cadena de valor de los combustibles simples o del GLP envasado, siendo fijados por *Portaria* de los miembros del Gobierno responsables de las áreas de economía y de energía, tras la propuesta de la Entidad Reguladora del Sector Energético ("ERSE") y de la Autoridad de la Competencia ("AdC").

La comercialización, que incluye la actividad de comercio mayorista y de comercio minorista, es libre, pero depende de la obtención de un certificado, además del cumplimiento de otras obligaciones, especialmente en materia fiscal y aduanera, regularidad de suministro, publicación de los precios y la prestación de información a distintos órganos administrativos competentes, así como de la comprobación de la idoneidad del comercializador.

El 7 de diciembre de 2022, la ERSE aprobó el Reglamento de Supervisión del Sistema Petrolero Nacional (SPN) (Reglamento ERSE N.º 4/2022), que define el modelo de supervisión del sector, estableciendo una metodología para la definición y seguimiento de los costes de referencia en toda la cadena de valor del SPN, así como las reglas de suministro de información por parte de los operadores del mercado.

El nuevo reglamento establece: (i) los modelos de construcción de precios y costes de referencia para las distintas actividades de la cadena de valor de los combustibles simples de automoción y del GLP envasado, así como los respectivos márgenes comerciales subyacentes; (ii) la metodología de supervisión y la lista de parámetros que se les aplican; (iii) las obligaciones de información de los operadores del SPN; (iv) la información que publicará la ERSE, garantizando la confidencialidad de la información sensible desde el punto de vista comercial.

El 18 de julio de 2024, se publicaron los parámetros de la metodología de supervisión del SPN, a través de la Directiva de la ERSE N.º 11/2024, definiéndose los límites máximos de los márgenes comerciales en refino, incorporación de biocombustibles, logística primaria y actividades minoristas y en conformidad con el establecido por el Reglamento de Supervisión del SPN. Los parámetros aplicables a la actividad supervisora del SPN, incluyendo el respectivo proceso de fijación y revisión, están sujetos a revisiones ordinarias que deberán realizarse cada tres años.

Existencias mínimas de seguridad

Portugal está obligado a mantener existencias mínimas de seguridad en los sectores de petróleo crudo y/o de productos de petróleo, de acuerdo con el Decreto-Ley N.º 165/2013, de 16 de diciembre, que transpuso la normativa comunitaria, correspondientes a 90 días de importaciones netas medias diarias de petróleo crudo y de productos de petróleo, en el país, en el último año, siendo legalmente posible hacer reservas en otro Estado Miembro de la UE, verificados todos los requisitos y cumplidas las formalidades exigidas.

Gas Licuado del Petróleo

La regulación del GLP -canalizado, envasado y granel- se establece a través del Decreto-Ley N.º 57-A/2018, de 13 de julio y está sujeta a control de la ERSE, que asumió las atribuciones de la AdC en términos de supervisión, sin perjuicio de las competencias propias de la AdC para emitir recomendaciones y códigos de conducta, realizar estudios, inspecciones, decidir concentraciones, iniciar expedientes administrativos por infracciones al derecho de competencia e imponer multas, para lo que se le atribuyen amplios poderes de investigación, incluyendo el poder de realizar búsquedas domiciliarias.

El Decreto-Ley N.º 5/2018, del 2 de febrero determina la obligatoriedad de comercializar GLP envasado en todas las EE.S del país, salvo previa dispensa bajo requerimiento fundamentado del interesado.

En lo que respecta a la comercialización de GLP, el Decreto-Ley N.º 31/2006 prevé la comercialización de GLP envasado, canalizado y a granel. El suministrador de GLP granel queda obligado a dar al cliente o al suministrador elegido por el cliente, la opción de transmisión de la propiedad de la instalación (almacenaje y tuberías), en el vencimiento del contrato. En el GLP envasado, se establece la obligación legal de aceptar envases de otras compañías, sin costes para el cliente, tal y cual se detalla en el Decreto-Ley N.º 5/2018, de 2 de febrero, que determina además la obligatoriedad de comercializar envases de GLP en todas las EE.S de Portugal y determina que al GLP envasado se le aplique la normativa de los servicios públicos esenciales y la obligación de deducir al precio de venta del envase los "fondos de producto" que existan en la bombona entregada por el cliente, en los términos que se definirán en legislación reglamentar todavía no publicada.

Almacenamiento

La actividad de almacenamiento incluye la explotación (i) de instalaciones de almacenamiento destinadas al abastecimiento directo a clientes finales, (ii) de instalaciones de almacenamiento de productos petrolíferos en taras y (iii) de instalaciones de venta al por mayor, y tendrán una licencia emitida por el Ministro competente, mientras la concesión de licencia para las demás instalaciones de almacenamiento corresponde a las autoridades competentes para la atribución de licencias. El procedimiento de obtención de las licencias de explotación de instalaciones de almacenamiento de productos petrolíferos y condiciones de fiscalización se definen en el Decreto-Ley N.º 267/2002 en su versión revisada.

El almacenamiento de combustibles líquidos, GLP y otros gases derivados del petróleo, combustibles sólidos y otros productos petrolíferos está regulado por el Decreto-Ley N.º 267/2002, de 26 de noviembre, en su versión revisada, en la *Portaria* N.º 1188/2003, de 10 de octubre y en la *Portaria* N.º 1515/2007, de 30 de noviembre, por la que se regulan las solicitudes de licencia de combustible para instalaciones exentas de licencia y las de licencia simplificada.

Se establece el derecho de acceso de terceros a las grandes instalaciones de almacenaje que sean declaradas de interés público, cuyos titulares quedarán obligados a permitir el acceso a terceros, en condiciones técnicas y económicas no

discriminatorias, transparentes y objetivas, así como el derecho de acceso a las grandes instalaciones de almacenamiento y distribución de GLP canalizado para comercialización a clientes finales.

Estaciones de servicio (EE.S)

Las EE.S están sujetas a la obtención de licencia, de acuerdo con el Decreto-Ley N.º 267/2002, de 26 de noviembre en su versión revisada. La Ley N.º 6/2015, de 16 de enero, en su versión revisada, impone a todos los operadores de EE.S la obligación de comercializar combustibles sin aditivos, denominados combustibles simples.

El Decreto-Ley N.º 170/2005, de 10 de octubre, modificado por el Decreto-Ley N.º 120/2008, de 10 de julio, obliga a publicitar los precios de venta de combustibles en los monolitos de las EE.S y, en el caso de áreas de servicio ubicadas en autopistas, paneles comparativos (se comparan los precios de las dos áreas de servicio siguientes) en la propia autopista.

Regulación medioambiental

En materia preventiva medioambiental el Decreto-Ley N.º 151-B/2013, de 31 de octubre (Régimen Jurídico de la Evaluación del Impacto Medioambiental - RJAIA de los proyectos públicos o privados susceptibles de crear daño o impactos significativos en el medioambiente), establece que determinadas instalaciones (en particular las refinerías y petroquímicas, los ductos para transporte de petróleo, las instalaciones de almacenamiento de petróleo, productos petroquímicos o productos químicos, las instalaciones industriales de superficie para extracción de petróleo, entre otras), están sujetas a un procedimiento de inspección para evaluar los impactos significativos en el medioambiente y a la imposición de medidas condicionantes y/o compensatorias, mientras el Decreto-Ley N.º 152-B/2017 determina que los cambios climáticos, la población y salud humana y el suelo deberán ser objeto de evaluación en los procedimientos futuros. Este régimen, así como lo aplicable a los de recursos hídricos, fue modificado por el Decreto-Ley N.º 87/2024, de 10 de octubre.

El Decreto-Ley N.º 127/2013, de 30 de agosto, establece el régimen de las emisiones industriales, con el objetivo de evitar y reducir las emisiones para prevención y control integrado de las emisiones y se aplica a las instalaciones industriales en este sector, en particular a las refinerías y petroquímicas, estableciendo la obligación de obtener una licencia medioambiental que fije un amplio conjunto de requisitos y condiciones que el beneficiario debe respetar, en particular límites de emisión de contaminantes y medidas para la gestión de residuos, entre otros, previamente al desarrollo de la actividad.

El Decreto-ley N.º 150/2015, de 5 de agosto, establece el régimen de prevención de accidentes graves con sustancias peligrosas y limitaciones de sus consecuencias para la salud humana y medioambiente.

El Decreto-Ley N.º 12/2020, de 6 de abril, establece el régimen jurídico del comercio de licencias de gases de efecto invernadero e impone a los operadores que produzcan gases de efecto invernadero la obligación de obtener un TEGEE - (*Título de Emissão de Gases com Efeito de Estufa*), de acuerdo con las Directivas Comunitarias y del Protocolo de Kioto, mientras la Portaria N.º 420-B/2015, de 31 diciembre impone en algunos productos petrolíferos tasas adicionales sobre emisiones de CO₂, basadas en los precios de las subastas de licencias de emisión en el CELE.

El régimen jurídico de responsabilidad medioambiental ha sido aprobado por el Decreto-Ley N.º 147/2008, de 29 de julio, y define el ámbito objetivo y subjetivo en bases del principio general del contaminador-pagador de la responsabilidad medioambiental de los operadores económicos, imponiendo la obligación de constitución de una o más garantías financieras (propias y autónomas, alternativas o complementarias entre sí) que permita a los operadores asumir la responsabilidad

medioambiental inherente a su actividad, que se podrán constituir a través de diversos instrumentos. Este régimen se complementa con la "Ley Marco de las Contra-Ordenaciones Medioambientales", publicada por la Ley N.º 50/2006, de 29 de agosto, que fija multas cuyos límites máximos pueden alcanzar los 5 millones de euros en caso de procedimientos sancionadores muy graves y en delitos practicados con dolo, además de la posibilidad de aplicación de sanciones asesorías como la cancelación de permisos y licencias otorgadas, cesación o cierre de la actividad.

El Decreto-Ley N.º 75/2015, de 11 de mayo (LUA), estableció el Título Único Medioambiental para la simplificación de los procedimientos y regímenes de licenciamiento medioambiental, reglamentando la emisión del título único ambiental (TUA) que contiene todas las condiciones para la construcción, explotación y monitoreo de un proyecto en materia medioambiental y todos los títulos y permisos administrativos necesarios para desarrollar la actividad.

El Decreto-Ley N.º 68-A/2015, de 30 de abril, establece la normativa relativa a la eficiencia energética y producción en cogeneración, transponiendo la Directiva N.º 2012/27/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012, aplicable a otras empresas que no sean "PME" (Pequeñas y Medias Empresas) y que quedan obligadas a registrarse en la Dirección General de Energía y Geología DGEG y registrar toda la información relativa a sus consumos de energía, para monitorizar la evolución de dichos consumos, debiendo además realizar una auditoría energética independiente cada cuatro años.

Cambio climático y combustibles alternativos

La Resolución del Consejo de Ministros N.º 53/2020, de 10 de julio, aprobó el PNEC 2030 (Plan Nacional Energía y Clima 2030), definiendo como objetivos, entre otros, descarbonar la economía nacional y reforzar la apuesta por las energías renovables y reducir la dependencia energética del país y la Resolución del Consejo de Ministros N.º 63/2020, de 14 de agosto, aprobó el Plan Nacional del Hidrógeno (EN-H2), de origen exclusivamente verde.

Los niveles de calidad y características de los productos petrolíferos se encuentran previstas en (i) el Decreto-Ley N.º 89/2008, de 30 de mayo (reglas de calidad relativas a gasolinas y gasóleo) y en (ii) el Decreto-Ley N.º 281/2000, de 10 de noviembre, que establece los límites del nivel de azufre de determinados tipos de combustible líquidos derivados del petróleo.

El Decreto-Ley N.º 84/2022, de 9 de diciembre establece las metas referentes al consumo de energía proveniente de fuentes renovables, haciendo la transposición, para la normativa portuguesa, de la RED II donde se concretan: (i) las metas nacionales para utilización de energía renovable en el consumo de energía además para la cuota de energía con procedencia de fuentes renovables para utilización en los transportes, pasando a incluir, en el futuro, la aviación, el transporte marítimo y ferrocarril; (ii) los criterios de sostenibilidad de la producción y utilización de biocombustibles, biolíquidos y combustibles biomásicos (iii) los criterios de reducción de gases con efecto invernadero para combustibles renovables de origen no biológica y combustibles de carbono reciclado; (iv) los mecanismos de emisión de certificados de origen para la electricidad producida a partir de fuentes renovables, energía de calentamiento y refrigeración, gases de bajo carbono y de origen renovable así como para la producción de energía en cogeneración; (v) los mecanismos de promoción de biocombustibles en los transportes terrestres. El diploma fue reglamentado por la Portaria N.º 110-A/2024, de 24 de abril, que establece las fórmulas de cálculo para la electricidad producida a partir de energía hídrica y eólica, las reglas de cálculo para el impacto de los biocombustibles, biolíquidos y combustibles fosés, biomásicos para la contribución a los gases de efecto invernadero.

El Decreto-Ley N.º 60/2017, de 9 de junio, establece el marco legal de creación de una infraestructura de combustibles alternativos: electricidad, hidrógeno, biocombustibles, combustibles sintéticos y parafínicos, gas natural (comprimido o licuado y GLP). La Resolución del Consejo de Ministros N.º 88/2017, de 26 de junio, aprobó el Cuadro de Acción Nacional para el desarrollo del mercado de combustibles alternativos en el sector de los transportes.

La Ley sobre las Bases del Medioambiente (Ley N.º 98/2021, de 31 de diciembre) establece el marco normativo bajo el cual Portugal se compromete a alcanzar la neutralidad de carbono en 2050 a través de la puesta en marcha de medidas y políticas de transición energética. La Ley deberá ser concretada a lo largo de los próximos años por legislación complementaria que introducirá modificaciones en el sector energético a través de la implementación de distintas medidas y políticas de transición energética: fiscalidad verde, tasas de carbono sobre el uso de los combustibles, políticas para el uso de vehículos eléctricos y híbridos de cara a la prohibición de la comercialización de vehículos impulsados exclusivamente por combustibles fósiles en 2035, uso restrictivo de gas natural de origen fósil en la producción de electricidad, incentivos al uso de fuentes de origen renovable en la producción de electricidad, economía circular en la industrialización.

El Decreto-Ley N.º 30-A/2022, del 18 de abril, aprobó un conjunto de medidas excepcionales destinadas a garantizar la simplificación de los procedimientos de producción de energía a partir de fuentes renovables modificado por el Decreto-Ley N.º 11/2024, de 10 de febrero, que establece la simplificación de los licenciamientos. Estas medidas estarán en vigor durante un periodo de 2 años.

El 19 de octubre fue aprobado el Decreto-Ley N.º 72/2022 que reforzó las medidas excepcionales de flexibilización previstas en el Decreto-Ley N.º 30-A/2022, aplicables principalmente a los proyectos de instalación de plantas de energía renovable (incluidas las plantas fotovoltaicas), instalaciones de almacenamiento, unidades de producción para el autoconsumo y unidades de producción de hidrógeno verde.

Las novedades se centran, principalmente, en: (i) la agilización de los procesos de control previo de las operaciones urbanísticas; (ii) la creación de un nuevo criterio de priorización en el acceso a los acuerdos de reserva de capacidad con los operadores de red, y (iii) la posibilidad de ampliar el plazo del periodo de prueba de operación pre-comercial de las centrales que obtuvieron capacidad de recepción en la red pública en las subastas de 2019, 2020 y 2021.

El Decreto-Ley N.º 11/2023, de 10 de febrero (Simplificación y reforma de los licenciamientos de medioambiente) aprueba medidas de simplificación de la concesión de licencias existentes, eliminación de autorizaciones, licencias, actos y procedimientos poco relevantes en materia de protección ambiental, facilitando así la actividad económica sin comprometer la protección del medio ambiente. Subrayamos los principales cambios introducidos por esta ley: (i) cambios en el Régimen Jurídico de la Evaluación de Impacto Ambiental (RJAIA); (ii) cambios en los regímenes de la Reserva Agrícola Nacional (RAN) y de la Reserva Ecológica Nacional (REN); (iii) cambios en el régimen de protección del alcornoque y la encina; (iv) modificación del régimen jurídico de utilización de los recursos hídricos y de la ley de aguas; y (v) modificación del estatuto por el que se establecen los principios generales de actuación que deben seguir los servicios y organismos de la Administración Pública.

El 14 de julio de 2024 se publicó un Despacho conjunto de la Agencia Portuguesa de Medioambiente y de la Dirección General de Energía y Geología (DGEG) referente a los proyectos de centros de producción de electricidad, a partir de energías renovables, en la que se condiciona la presentación de una serie de elementos a la prosecución de las solicitudes de evaluación previa para la decisión de someter dichos proyectos a una Evaluación de Impacto Ambiental (EIA).

En el 6 de septiembre de 2023, se publicó el Decreto-Ley N.º 80/2023 por lo cual se establece la asignación de capacidad de conexión a la red para instalaciones de consumo de energía eléctrica en zonas de gran demanda (identificando expresamente Sines para la aplicación del régimen especial) y se establece un procedimiento excepcional para esas situaciones.

El Decreto-Ley n.º 99/2024, de 3 de diciembre, simplificó la concesión de licencias para proyectos de energías renovables, modificando el régimen jurídico de la evaluación del impacto ambiental de los proyectos públicos y privados susceptibles de producir efectos significativos en el medio ambiente,

El Decreto-Ley n.º 122/2024, de 31 de diciembre, creó la Agencia para el Clima, I.P., cuyo objetivo es ayudar al Gobierno a crear y aplicar políticas para combatir el cambio climático y gestionar los fondos medioambientales.

Regulación del sector eléctrico y gas natural

En Portugal el Decreto-Ley N.º 15/2022, del 14 de enero, fija el marco del Sistema Eléctrico Nacional y ha sido desarrollado y reglamentado a través de diversa reglamentación administrativa.

El Decreto-Ley N.º 62/2020, de 28 de agosto, fija el marco del Sistema Nacional de Gas y ha sido desarrollado y reglamentado a través de extensa reglamentación administrativa.

Al amparo del Decreto-Ley N.º 15/2022, la Portaria N.º 112/2022, del 14 de enero, aprueba el Estatuto del Cliente Electointensivo que establece un conjunto de obligaciones e incentivos destinados a garantizar a las instalaciones que se benefician de ello condiciones de mayor igualdad en términos de competencia en relación con instalaciones de naturaleza similar que operan en otros Estados miembros de la Unión Europea.

El régimen de la comercialización de electricidad para la movilidad eléctrica está reglamentado por el Decreto-Ley N.º 93/2025, de 14 de agosto, eliminó la gestión centralizada de la red de movilidad eléctrica, hasta ahora operada por la Entidad Gestora de la Red de Movilidad Eléctrica, actualmente en régimen transitorio hasta finales de 2026. El nuevo régimen fue complementado por el Reglamento N.º 3/2025 aprobado por la ERSE, que aprobó el Reglamento de Movilidad Eléctrica y derogó el Reglamento n.º 854/2019, de 4 de noviembre, precisando las medidas impuestas por el nuevo régimen.

Los precios de los suministros de electricidad y gas natural de los comercializadores de mercado a sus clientes se acuerdan libremente entre las partes. No obstante, los precios incluyen una parte correspondiente a las tarifas de acceso a las redes establecidas de acuerdo con los Reglamentos Tarifarios del sector eléctrico y del sector del gas (Reglamento N.º 1218/2025 de 7 de noviembre y Reglamento N.º 825/2025, de 28 de julio), aprobados por la ERSE.

Las tarifas de electricidad hasta 31 de diciembre de 2025 fueron aprobadas por la Directiva N.º 2/2025, de 10 de enero. Las tarifas de gas para vigorar de 1 de octubre de 2025 hasta 30 de septiembre de 2025 fueron aprobadas por la Directiva N.º 7/2025, de 27 de junio.

La comercialización, que incluye la actividad de comercio mayorista y de comercio minorista, es libre, pero depende de registro por la Dirección General de Geología y Energía, además del cumplimiento de otras obligaciones, de calidad de suministro, y la prestación de información a distintos órganos administrativos competentes, así como de la comprobación de la idoneidad del comercializador. Para acceder al régimen de mercado mayorista es necesario detener el estatuto de agente de mercado, de acuerdo con el Reglamento de las Relaciones Comerciales y la actuación en los mercados mayoristas está sujeta al régimen establecido en el Reglamento (UE) N.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de

octubre de 2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.

Los comercializadores celebran con los operadores de las redes de transporte y distribución de electricidad y con los operadores de las redes de transporte, infraestructuras de almacenamiento y distribución de gas natural los contratos de acceso a las redes de acuerdo con el Reglamento de Relaciones Comerciales del sector eléctrico y del sector de gas (Reglamento N.º 827/2023, de 28 de julio), el Reglamento de Acceso a las Redes e Interconexiones del sector eléctrico (Reglamento N.º 818/2023, de 27 de julio) y el Reglamento de Acceso a las Redes e Interconexiones del sector del gas (Reglamento N.º 407/2021, de 12 de mayo) aprobados por la ERSE.

El Decreto-Ley N.º 33/2022, de 14 de mayo, estableció el mecanismo excepcional y temporal de ajuste de los costes de generación eléctrica en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad ("MIBEL"). Este Decreto-ley se publica simultáneamente con la publicación, en España, del Real Decreto-ley N.º 10/2022, de 13 de mayo, con un objetivo y contenido similar.

La obligación de constitución de reservas de seguridad de gas natural recae sobre los comercializadores en régimen de mercado y los comercializadores de último recurso. Las cantidades mínimas globales de reservas de seguridad son fijadas por *Portaria* del Ministro responsable por el sector energético y no pueden ser inferiores a las cantidades necesarias para garantizar el consumo de los clientes protegidos y para satisfacer el consumo no interrumpible de las centrales eléctricas en régimen ordinario en los 12 meses anteriores al mes de cálculo. De acuerdo con la *Portaria* N.º 297/2011, de 16 de noviembre, y la *Portaria* N.º 59/2022, de 28 de enero, las reservas mínimas de seguridad son: (i) al 31 de diciembre de 2015, 24 días de consumo promedio, (ii) al 31 de diciembre de 2020, 30 días de consumo promedio, (iii) al 31 de diciembre de 2022, (a) 45 días de consumo medio anual de los clientes protegidos; y (b) 16 días de consumo equivalente a la capacidad máxima de las centrales de ciclo combinado no interrumpible y (iv) al 31 de diciembre de 2025, 35 días de consumo promedio.

En el periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 31 de marzo del año siguiente, los agentes del mercado con cartera de consumo de gas constituirán y mantendrán una reserva adicional en el sistema nacional del gas en la infraestructura de almacenamiento subterráneo de gas.

La cantidad de reserva adicional en el sistema nacional del gas constituir por cada agente del mercado se define de forma escalonada a lo largo de dicho periodo, y se calcula en función de las carteras individuales de consumo verificadas en el periodo anual comprendido entre mayo del año anterior y abril del año de publicación del presente decreto.

La cantidad global de la reserva adicional del sistema nacional del gas variable a lo largo del periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 31 de marzo del año siguiente, y no podrá superar una cantidad máxima de 700 GWh.

El Decreto-Ley N.º 70/2022, del 14 octubre, determina la creación de reservas estratégicas adicionales de gas natural, pertenecientes al Estado Portugués, y determina medidas extraordinarias y temporarias de seguridad del aprovisionamiento de gas.

Los suministros de electricidad y de gas natural son calificados como de servicios públicos esenciales y por eso sometidos al régimen de los servicios públicos esenciales establecido en la Ley N.º 23/96, de 26 de julio, en su redacción actual, que establece distintos mecanismos de protección a los clientes como sean las obligaciones de información y asistencia de los comercializadores, obligaciones de notificaciones con antecedencias mínimas para interrupciones de los suministros, prohibición de consumos mínimos y plazos mínimos de pago y de prescripciones del derecho de recibir los precios de los servicios.

La actividad de comercialización de electricidad y de gas natural está sujeta al cumplimiento de los requisitos y estándares de calidad del servicio establecidos en el Reglamento de Calidad del Servicio aprobado por la ERSE, que establece obligaciones de compensación a los clientes en caso de incumplimiento.

La comercialización de electricidad y de gas natural está sujeta a la reglamentación y supervisión por parte de la ERSE y al régimen sancionatorio del Sector Energético establecido en la Ley N.º 9/2013 de 28 de enero. Como regulador del sector, la ERSE es la autoridad administrativa con competencia para supervisión y aplicación de sanciones con consecuencia de prácticas comerciales desleales, incumplimientos en la prestación de servicios de promoción, información y apoyo a los consumidores y usuarios a través de los centros de atención telefónica, los deberes relacionados con el libro de reclamaciones y el régimen aplicable a las garantías en los contratos de suministro a los consumidores de servicios públicos.

La Orden n.º 2791/2025, de 28 de febrero, aprobó la nueva versión del Reglamento de la Red Nacional de Distribución de Gas, estableciendo las condiciones técnicas y de seguridad que deben cumplir el diseño, la construcción, la explotación, el mantenimiento y la puesta fuera de servicio de las infraestructuras de la Red Nacional de Distribución de Gas, así como los principios básicos de planificación y gestión de la inyección de gases de origen renovable o con bajo contenido de carbono en la RNDG, con el fin de garantizar el flujo adecuado de gas, la interoperabilidad con las infraestructuras a las que están conectadas, la seguridad de las personas y los bienes y la preservación del medio ambiente.

Reino Unido

Principal legislación reguladora

La principal legislación que rige el desarrollo del petróleo y el gas natural en el Reino Unido es la Ley del Petróleo de 1998 (modificada) (la "Ley del Petróleo"). Además de la Ley del Petróleo, existen varias disposiciones legislativas sobre medio ambiente y salud y seguridad que se aplican a la industria del petróleo y el gas.

Según la Ley del Petróleo, todos los derechos sobre el petróleo pertenecen a la Corona. El Reino Unido no tiene una empresa petrolera estatal y el Estado no participa directamente en la producción de petróleo y gas, salvo en su calidad de regulador. El Estado se beneficia económicamente de la industria a través de su régimen fiscal.

El Departamento de Seguridad Energética y Cero Neto ("DESNZ") es el departamento del gobierno del Reino Unido responsable de la política energética general, incluida la seguridad del suministro de energía, la garantía del funcionamiento adecuado de los mercados energéticos, el fomento de una mayor eficiencia energética y el aprovechamiento de las oportunidades del cero neto. En términos de petróleo y gas, DESNZ tiene la responsabilidad de la regulación ambiental y el desmantelamiento *offshore* a través del Regulador de Petróleo Marino para el Medio Ambiente y el Desmantelamiento ("OPRED").

La Autoridad de Transición del Mar del Norte ("NSTA") es el nombre operativo de la autoridad reguladora independiente del Reino Unido responsable de conceder licencias y regular la exploración y el desarrollo de los recursos de petróleo y gas del Reino Unido, la captura, el uso y el almacenamiento de carbono (CCUS) y el almacenamiento de gas en alta mar. El nombre legal del regulador es Autoridad de Petróleo y Gas ("OGA"). El objetivo principal de la NSTA es maximizar la recuperación económica del petróleo del Reino Unido mientras se trabaja para alcanzar el objetivo de cero emisiones netas del Reino Unido para 2050. La Estrategia OGA entró en vigor el 11 de febrero de 2021 e incluye una obligación central de maximizar la

recuperación económica, además de ayudar a lograr el objetivo de cero emisiones netas. La Estrategia OGA es vinculante para el Secretario de Estado, DESNZ, NSTA y todos los titulares de licencias, operadores y propietarios de instalaciones marinas en el UKCS.

NSTA también tiene poder para resolver disputas, asistir a reuniones, recopilar datos y muestras e imponer sanciones para hacer cumplir el nuevo régimen regulatorio.

El Ejecutivo de Salud y Seguridad ("HSE") es el regulador independiente responsable de hacer cumplir el régimen de salud y seguridad en el Reino Unido. HM Treasury es responsable de los asuntos fiscales y HM Revenue & Customs administra el régimen fiscal.

El objetivo del régimen regulatorio en el Reino Unido es:

- maximizar la recuperación económica de las reservas de petróleo y gas del Reino Unido mientras trabajamos para alcanzar el objetivo de cero emisiones netas del Reino Unido para 2050,
- prevenir daños ambientales,
- respetar las normas medioambientales y de salud y seguridad, y
- proteger al contribuyente del Reino Unido de cualquier responsabilidad residual.

Códigos de práctica voluntarios

También se espera que los titulares de licencias del UKCS cumplan con varios códigos de prácticas voluntarios basados en la industria. El Código de Prácticas Comerciales promueve comportamientos comerciales positivos en el UKCS y el Código de Prácticas de Infraestructura facilita el acceso a la infraestructura por parte de terceros.

Tratados y convenciones internacionales

El Reino Unido es signatario de una serie de tratados y convenios internacionales que afectan la regulación del petróleo y el gas en el Reino Unido. El acceso del Reino Unido a su plataforma continental y el límite de sus mares territoriales se rigen por la Convención de Ginebra de 1958 sobre la Plataforma Continental y la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar de 1982 ("UNCLOS"). El régimen de desmantelamiento del Reino Unido se ve afectado por el Convenio para la Protección del Medio Marino del Atlántico Noreste ("OSPAR") de 1998.

Régimen de Licencias

La regulación en el Reino Unido se basa en un régimen de licencias y no en un acuerdo de producción compartida. El poder de otorgar licencias para buscar, perforar y obtener petróleo en las aguas territoriales del Reino Unido y en la UKCS corresponde a la NSTA.

La licencia es un acto contractual celebrado entre la OGA y el licenciataria (de forma solidaria si hay más de un licenciataria). Los términos y condiciones de la licencia (denominadas "Cláusulas modelo") se publican en la legislación secundaria y, para las licencias costa afuera, se encuentran en el Reglamento de Licencias (Producción) (Áreas Marítimas) de Petróleo de 2008.

Normativa de Medio Ambiente y Seguridad y Salud

Si bien el desarrollo de petróleo y gas está regulado y controlado principalmente mediante los términos de la licencia y la Ley del Petróleo, existe además un amplio marco de legislación ambiental y de salud y seguridad que los titulares de licencias deben cumplir. Los principales reguladores son OPRED y HSE, la Agencia de Medio Ambiente y la Agencia Escocesa de Protección Ambiental.

En 2015, se promulgaron varias leyes ambientales, de salud y de seguridad del Reino Unido para implementar los requisitos de la

Directiva de seguridad en alta mar de la UE ("OSD") que se adoptó el 10 de junio de 2013 en respuesta al desastre de *Deepwater Horizon* en el Golfo de América. La OSD requería la creación de una Autoridad Competente ("CA") extraterritorial. Desde que el Reino Unido abandonó la UE, el Regulador de Accidentes Mayores en alta mar (OMAR) es la autoridad competente en alta mar del Reino Unido. Las funciones de CA son desempeñadas por la OPRED y el HSE. OMAR asume ciertas funciones tales como aceptar, evaluar, aprobar y/o inspeccionar Casos de Seguridad relevantes, Planes de Emergencia de Contaminación por Petróleo y Notificaciones de Pozos.

Los Reglamentos de Empresas (Informe de Directores) y Sociedades de Responsabilidad Limitada (Informe de Energía y Carbono) de 2018 han introducido la política del Gobierno del Reino Unido sobre Informes Simplificados de Energía y Carbono (SECR), que entró en vigor el 1 de abril de 2019. SECR, entre otras cosas, requiere a las grandes empresas que no cotizan en bolsa que deben informar sobre su uso anual de energía y sus emisiones de gases de efecto invernadero, incluidos el gas, la electricidad y el combustible para el transporte, así como un índice de intensidad a través de sus informes empresariales.

Reglamento de desmantelamiento

El desmantelamiento de instalaciones y oleoductos marinos está regulado por la Parte IV de la Ley del Petróleo. El Secretario de Estado (actuando a través de DESNZ) tiene facultades en virtud de la Ley del Petróleo para enviar notificaciones a una amplia gama de personas, haciéndolas solidariamente responsables de llevar a cabo y pagar un programa de desmantelamiento legal aprobado. El principal objetivo del régimen de desmantelamiento es garantizar que el costo del desmantelamiento no recaiga en el Secretario de Estado y, en última instancia, en el contribuyente del Reino Unido. El Reino Unido también ha adoptado una serie de tratados y acuerdos internacionales y regionales, incluidos UNCLOS, Directrices y normas de la OMI y OSPAR.

Sistema de Comercio de Emisiones del Reino Unido ("UK ETS")

El UK ETS se lanzó en el Reino Unido el 1 de enero de 2021, para reemplazar la participación del Reino Unido en el EU ETS y proporcionar un mecanismo de fijación de precios del carbono como herramienta para lograr el objetivo de cero emisiones netas del Reino Unido. Es, en gran medida, muy similar al EU ETS, ya que es un plan de límites máximos y comercio que busca reducir las emisiones de GEI exigiendo a los operadores de instalaciones en ciertos sectores de uso intensivo de energía que entreguen una cantidad de derechos de emisión igual a las emisiones totales de dióxido de carbono. (y algunos otros GEI) de la instalación para ese año.

Venezuela

La Constitución de la República Bolivariana de Venezuela ("CRBV") dispone que los yacimientos mineros y de hidrocarburos, cualquiera que sea su naturaleza, existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República, son bienes del dominio público y, por tanto, inalienables e imprescriptibles.

Por razones de soberanía económica, política y de estrategia nacional, el Estado conserva la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), o del ente que pueda crearse para el manejo de la industria petrolera.

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula todo lo relativo a la exploración, extracción, recolección, explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento, procesamiento, mejoramiento, refinación, industrialización, comercialización, conservación de los hidrocarburos y aprovechamiento integral de los hidrocarburos, de conformidad con el artículo 141 de la CRBV. En Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.978 del 29 de enero de 2026, se publicó la Ley de Reforma Parcial de la LOH, que introduce cambios sustanciales al régimen vigente desde 2001.

La reforma reafirma que los yacimientos siguen siendo bienes del dominio público, inalienables e imprescriptibles, pero amplía la participación privada: ahora empresas domiciliadas en Venezuela pueden realizar actividades primarias (exploración, extracción, transporte, almacenamiento) mediante contratos con el Estado, bajo autorización ministerial. La autorización de la creación de las empresas mixtas corresponde. Se flexibiliza la estructura de las empresas mixtas, con derecho de preferencia estatal y reversión de activos al finalizar. Se introducen mecanismos de mediación y arbitraje, además de la jurisdicción nacional, para la resolución de conflictos. En materia fiscal, se establece un Impuesto Integrado de Hidrocarburos de hasta 15% y una regalía de hasta 30%, ambas con posibilidades de determinar las alícuotas aplicables según cada proyecto, con exoneraciones y exclusión de tributos estatales y municipales. Se derogaron normas anteriores sobre participación privada y contribuciones especiales, y se otorgó un plazo de 180 días para adaptar los contratos existentes sin empeorar condiciones.

Las actividades relativas a la exploración, explotación, recolección, almacenamiento, utilización, industrialización, comercialización y transporte del gas natural no asociado y del gas asociado se rigen por lo dispuesto en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos y su Reglamento. En fecha 14 de enero de 2016 se publicó el Decreto Presidencial N.º 2.184 en la Gaceta Oficial Extraordinaria de la República Bolivariana de Venezuela N.º 6.214, mediante el cual se declaró Estado de Excepción y Emergencia Económica en todo el territorio nacional, por un lapso de sesenta (60) días, el cual le faculta a dictar medidas excepcionales y extraordinarias de orden económico, social, ambiental, político, jurídico entre otros. El Estado de Excepción y Emergencia ha sido extendido consecutivamente en varias oportunidades, siendo la última, el Decreto Presidencial N.º 4.440, publicado el 23 de febrero de 2021, en la Gaceta Oficial (Extraordinario) N.º 6.615, por sesenta (60) días de duración, contados a partir de su publicación. La Asamblea Nacional Constituyente fue promovida por el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, mediante el Decreto Presidencial N.º 2.830 publicado el 1 de mayo de 2017, órgano al que todos los organismos del Poder Público quedan subordinados estando obligados a cumplir y a hacer cumplir los actos jurídicos que emanen de dicha Asamblea. El tiempo máximo de funcionamiento de esta Asamblea se ha fijado en un plazo de dos años. El 20 de mayo de 2019 la Asamblea Nacional Constituyente publicó en la Gaceta Oficial N.º 41.636 un Decreto Constituyente mediante el cual extendió la vigencia de funcionamiento de la Asamblea Nacional Constituyente al menos hasta el día 31 de diciembre del 2020.

En Gaceta Oficial N.º 41.310 del 29 de diciembre de 2017, se publicó la Ley Constitucional de Inversión Extranjera Productiva, la cual establece principios, políticas y procedimientos que regulen las inversiones extranjeras productivas de bienes y servicios. La legislación especial que regule las inversiones extranjeras en sectores específicos de la economía se aplicará con preferencia a dicha ley, entre ellos, los relacionados con la materia de hidrocarburos, minería y telecomunicaciones. A la fecha, no ha sido publicado el Reglamento sectorial correspondiente.

El 5 de enero de 2018 culminó el plazo establecido en la Resolución N.º 164 del Ministerio del Poder Popular de Petróleo, publicada en la Gaceta Oficial del 6 de diciembre de 2017, para la revisión y validación de todos los contratos nacionales e internacionales suscritos y los que están por suscribirse, por parte de PDVSA, sus filiales y las Empresas Mixtas donde PDVSA posea acciones. A la fecha, el proceso de revisión continúa en curso en las Empresas Mixtas, encontrándose a la espera de los resultados del mismo.

En Gaceta Oficial N.º 41.825, de fecha 19 de febrero de 2020, fue publicado el Decreto Presidencial N.º 4.131 mediante el cual se declaró la emergencia energética de la industria de hidrocarburos, para adoptar las medidas necesarias para garantizar la seguridad energética nacional y proteger la industria ante la agresión multiforme, externa e interna, que se ejecuta para afectar la producción y comercialización petrolera

del país. En dicho Decreto se ordenó la creación de la Comisión Presidencial para la Defensa, Reestructuración y Reorganización de la Industria Petrolera Nacional Alí Rodríguez Araque, la cual tiene como objeto el diseño, supervisión, coordinación y reimpulso de todos los procesos productivos, jurídicos, administrativos, laborales y de comercialización de la industria petrolera pública nacional y sus actividades conexas, incluyendo a PDVSA y la CVP; pudiendo esta Comisión diseñar y aplicar un conjunto de medidas especiales, de carácter temporal, dirigidas a incrementar, mejorar y reimpulsar las capacidades productivas, de gestión administrativa, financiera y comercial de la industria petrolera pública nacional y sus actividades conexas.

Posteriormente, en Gaceta Oficial N.º 42.071, de fecha 19 de febrero de 2021, el Presidente de la República a través de Decreto N.º 4.436, prorroga por 12 meses, el plazo establecido en el Decreto N.º 4.268, de fecha 19 de agosto de 2020, mediante el cual fue declarada la emergencia energética de la industria de hidrocarburos.

En la Gaceta Oficial Extraordinario N.º 6.583, de fecha 12 de octubre de 2020, la Asamblea Nacional Constituyente publicó la denominada Ley Constitucional Antibloqueo para el Desarrollo Nacional y la Garantía de los Derechos Humanos ("Ley Antibloqueo"), con vigencia desde la fecha de su publicación. La ley tiene por objeto establecer un marco normativo que provea al Poder Público de herramientas jurídicas para contrarrestar, mitigar y reducir los efectos nocivos generados por la imposición, contra Venezuela de medidas coercitivas unilaterales y otras medidas restrictivas o punitivas, emanadas o dictadas por otro Estado o grupo de Estados, por organizaciones internacionales u otros entes públicos o privados foráneos, que afectan los derechos humanos, atentan contra el Derecho Internacional y afectan el derecho al desarrollo libre y soberano del pueblo venezolano consagrado en la Constitución.

La nueva legislación es de orden público y de interés general, por lo que sus disposiciones serán aplicables a todas las ramas del Poder Público, así como a las personas naturales y jurídicas, públicas y privadas en todo el territorio nacional.

Régimen monetario

El 20 de febrero de 2018, se anunció el lanzamiento de la criptomoneda "Petro", respaldada con reservas del campo 1 del Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías, con el objetivo de crear una moneda alternativa al dólar y una economía digital y transparente para el beneficio de los países emergentes. Dicha compra podrá realizarse en divisas convertibles: yuanes, liras turcas, euros y rublos. El 19 de marzo, el Presidente de los Estados Unidos de América firmó la orden ejecutiva por la que prohíbe a personas estadounidenses y residentes en Estados Unidos realizar transacciones con cualquier moneda digital emitida por el gobierno venezolano a partir del 9 de enero de 2018, lo cual aumenta el régimen de sanciones de dicho país sobre personas naturales y jurídicas de Venezuela.

El 2 de agosto de 2018, la Asamblea Nacional Constituyente publicó en la Gaceta Oficial N.º 41.452 un Decreto mediante el cual se establece la Derogatoria de la Ley del Régimen Cambiario y sus Ilícitos, con el propósito de otorgar a los particulares, tanto a personas naturales como jurídicas, nacionales o extranjeras, las más amplias garantías para el desempeño de su mejor participación en el modelo de desarrollo socioeconómico del país. El 7 de septiembre de 2018 el Banco Central de Venezuela (BCV) publicó en la Gaceta Oficial Extraordinaria N.º 6.405 el denominado Convenio Cambiario N.º 1 (el "Convenio Cambiario"), cuyo objeto es el de establecer la libre convertibilidad de la moneda en todo el territorio nacional.

El 2 de mayo de 2019 el Banco Central de Venezuela publicó en la Gaceta Oficial N.º 41.624 la Resolución N.º 19-05-01, mediante la cual se habilitan las denominadas mesas de cambio de divisas.

El 19 de noviembre de 2019, la Presidencia de la República publicó un Decreto mediante el cual se instruye a las personas naturales y jurídicas, públicas y privadas en cuanto a la obligatoriedad del registro de información y hechos económicos expresados contablemente en Criptoactivos Soberanos, sin perjuicio de su registro en bolívares.

El BCV emitió una circular el 13 de marzo de 2020 que permitió a las instituciones bancarias autorizadas, a vender divisas en efectivo, según el Convenio Cambiario. La circular entró en vigencia el 13 de marzo de 2020 y estableció que son sujetos de aplicación los bancos universales y casas de cambio regulados por la Ley de Instituciones del Sector Bancario y autorizados como intermediarios especializados para efectuar operaciones cambiarias al menudeo.

La misma circular establece que los sujetos indicados anteriormente deben solicitar una autorización a la Gerencia de Operaciones Cambiarias del BCV para vender divisas en efectivo derivadas de las operaciones cambiarias al menudeo. Estas últimas son operaciones de venta de divisas por cantidades iguales o inferiores a 8.500 Euros, o su equivalente en otra divisa.

El 6 de agosto de 2021, mediante Decreto N.º 4.553 publicado en Gaceta Oficial N.º 42.185 de la misma fecha, el Ejecutivo Nacional decretó una nueva expresión monetaria del bolívar, efectiva a partir de 1 de octubre del año 2021, lo que trajo como consecuencia que todo importe expresado en moneda nacional, antes de la citada fecha, deberá ser convertido a la nueva unidad, dividiendo entre un millón (1.000.000).

Posteriormente, en Gaceta Oficial N.º 42.191 de 16 de agosto de 2021, el BCV dictó las Normas que Rigen la Nueva Expresión Monetaria (Resolución N.º 21-08-01), para regular aspectos relacionados con la nueva escala monetaria del bolívar establecida en el Decreto N.º 4.553 del Ejecutivo Nacional.

Para información adicional en Venezuela ver Nota 27.