

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

Informe de auditoría

Cuentas anuales consolidadas al 31 de diciembre de 2024

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 2024, 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 2024, 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.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L., Torre PwC, Pº de la Castellana 259 B, 28046 Madrid, España
Tel.: +34 915 684 400 / +34 902 021 111, Fax: +34 915 685 400, www.pwc.es

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p data-bbox="272 448 877 627">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</p> <p data-bbox="272 649 877 840">Las cuentas anuales consolidadas adjuntas presentan, a 31 de diciembre de 2024, un inmovilizado intangible y un inmovilizado material por importe de 3.125 millones de euros (nota 15) y 27.977 millones de euros (nota 16), respectivamente.</p> <p data-bbox="272 862 877 1019">Asimismo, según se muestra en la nota 17, el Grupo tiene inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación cuyo valor neto contable al cierre del ejercicio 2024 asciende a 3.186 millones de euros.</p> <p data-bbox="272 1041 877 1646">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 5, 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 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 Repsol, así como los objetivos del Plan Estratégico 2024-27 (PE24-27), publicado en febrero de 2024, cuya base es la ambición de alcanzar cero emisiones netas de alcance 1+2+3 en 2050 (nota 3.5.2).</p> <p data-bbox="272 1668 877 2101">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.</p>	<p data-bbox="877 448 1503 750">Los principales procedimientos de auditoría realizados para esta cuestión clave han sido los descritos a continuación:</p> <p data-bbox="877 772 1503 862">Hemos realizado el entendimiento del proceso de preparación de las pruebas de deterioro seguido por la dirección respecto a:</p> <ul data-bbox="877 884 1503 1288" style="list-style-type: none"><li data-bbox="877 884 1503 974">• La adecuación de la metodología aplicada a lo previsto en la normativa contable aplicable.<li data-bbox="877 996 1503 1086">• El diseño y funcionamiento de los controles relevantes establecidos por la dirección.<li data-bbox="877 1108 1503 1288">• 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. <p data-bbox="877 1310 1503 1467">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:</p> <ul data-bbox="877 1489 1503 1937" style="list-style-type: none"><li data-bbox="877 1489 1503 1937">• 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 PE24-27, el <i>Investor Update</i> de 2024, 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.

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p>En este contexto, tal como se indica en las notas 3.5.1 y 5 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas, el Grupo ha estimado las sendas de precios en un entorno de elevada incertidumbre, marcado por la evolución de los conflictos bélicos, las dinámicas de transición energética y de descarbonización de la economía y, en definitiva, por sus posibles impactos en los mercados energéticos. En concreto:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Crudo (<i>Brent</i>): la senda de precios de crudo se ha revisado a la baja hasta 2030, como consecuencia del descenso de precios observados a lo largo de 2024 y las peores perspectivas de la demanda. A partir de entonces, se mantiene la senda del ejercicio 2023, que asume las enormes necesidades de inversión requeridas para satisfacer tanto la demanda como el declino de la producción, en un contexto histórico de muy bajos niveles de inversión en los últimos años. La senda considera reducciones de demanda, por las políticas de transición energética y descarbonización. • Gas natural (<i>Henry Hub</i>): se ha revisado la senda de precios ligeramente a la baja hasta 2030, por los mismos motivos que el crudo. A partir de entonces, se mantiene respecto a la senda del ejercicio 2023, que asume que la inversión jugará un papel crucial para poder seguir aumentando la producción. Particularmente, en Estados Unidos el gas natural como combustible de transición en los procesos de descarbonización debería llevar a más inversión y producción que en el petróleo. Igualmente, la contribución en el <i>mix</i> eléctrico seguirá siendo elevada. • CO₂: el Grupo ha revisado a la baja hasta 2030 la senda de precios estimados para adecuarse a la realidad del mercado actual, dado que la curva de futuros (que ya asume los posibles cambios regulatorios) es un 20% inferior a la del año 2023. 	<ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>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.</p> <p>Sobre los precios futuros de los hidrocarburos, la electricidad, el CO₂ y los márgenes de refino, hemos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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.

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<ul style="list-style-type: none"> Electricidad en España (<i>pool</i> eléctrico): se ha modificado a la baja la senda hasta 2030 para adecuarla al entorno de precios estimados tanto del gas natural en Europa como del CO₂, y a partir de entonces se revisa ligeramente al alza por la evolución prevista de la electrificación. <p>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 “<i>Fit for 55</i>” y la nueva hoja de ruta para la descarbonización “<i>Repower EU</i>” que aceleran la transición energética en Europa y prevén importantes descensos en la demanda de combustibles, principalmente a partir de 2030.</p> <p>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 las cuentas anuales consolidadas adjuntas, la dirección indica en la nota 1 que ha tenido en cuenta la publicación del IASB “<i>Efectos de los asuntos relacionados con el clima en los estados financieros</i>”.</p> <p>En dicha nota 3.5.2 se expone que el Grupo espera que la transición energética traiga consigo volatilidad e incertidumbre sobre cómo evolucionarán 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, las sendas de precios de los hidrocarburos del escenario <i>Net Zero Emissions 1,5° C</i> de la Agencia Internacional de la Energía publicado en su informe <i>World Energy Outlook 2024</i> (nota 5.2).</p> <p>Como consecuencia de los análisis anteriores, la dirección del Grupo ha dotado correcciones valorativas, netas de reversiones, por los importes indicados en la nota 5.1.</p>	<ul style="list-style-type: none"> 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. 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. <p>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.</p> <p>En relación con las estimaciones de reservas y recursos de hidrocarburos de los activos comprendidos en el segmento Exploración y Producción hemos:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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. <p>Por otra parte, 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 el objetivo estratégico del Grupo Repsol de ser una compañía con cero emisiones netas de alcance 1+2+3 en 2050.</p>

Cuestiones clave de la auditoría

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 y Movilidad (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.

Modo en el que se han tratado en la auditoría

Igualmente, en relación con los activos de los segmentos Exploración y Producción, Industrial y Cliente y la identificación de posibles activos varados (*stranded assets*), hemos comprobado si su valor se recupera principalmente antes de 2040, de acuerdo con las proyecciones de la dirección.

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 a 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 2024*.

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

- Contrastado, conjuntamente con nuestros expertos en impactos contables derivados del cambio climático, su coherencia respecto a la información incluida en el informe de gestión consolidado y en el estado de información no financiera consolidado e información de 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.

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p>Evaluación de la recuperación del valor en libros de los activos por impuestos diferidos</p> <p>Tal como se muestra en el balance de situación consolidado adjunto, a 31 de diciembre de 2024 el saldo de los activos por impuestos diferidos asciende a 4.405 millones de euros, de los que, según se indica en la nota 7.3 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas, el importe correspondiente a bases imponibles negativas por pérdidas, deducciones y similares pendientes de aplicar asciende a 3.866 millones de euros.</p> <p>Tal como se indica en la nota 7, 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.</p> <p>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.</p> <p>En la nota 7.3 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas se detallan las principales variaciones correspondientes al ejercicio 2024.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>Nuestro análisis se inició con el entendimiento tanto de la metodología aplicada, como de los controles relevantes que el Grupo tiene establecidos para el análisis de la recuperación de estos activos.</p> <p>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 material e intangible del Grupo.</p> <p>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.</p> <p>Finalmente, hemos evaluado la suficiencia de la información revelada en las cuentas anuales consolidadas respecto a la valoración y reconocimiento de estos activos.</p> <p>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.</p>



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

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
Evaluación de la recuperación de los activos del Grupo en Venezuela	
<p>Tal como se muestra en la nota 26 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas, la exposición patrimonial del Grupo en Venezuela a 31 de diciembre de 2024 asciende a 504 millones de euros. Este importe incluye, principalmente, el valor neto contable de la inversión en el negocio conjunto Cardón IV, S.A. (nota 17), la financiación en dólares otorgada por el Grupo al negocio conjunto Petroquiriquire, S.A. (nota 12), y los créditos comerciales a cobrar frente a Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) que se presentan como Otros activos no corrientes (nota 18) y Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar (nota 21), minorados por el importe de las provisiones por riesgos y gastos (nota 19).</p>	<p>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.</p>
<p>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 26).</p>	<p>Con la colaboración de nuestro equipo en Venezuela, hemos realizado un entendimiento de la situación política, social y económica del país. Igualmente, hemos obtenido y entendido la siguiente documentación:</p>
<p>Según se detalla en la nota 26, en el ejercicio 2024 la situación económica del país sigue afectada por una caída del producto interior bruto en los últimos años, un sistema cambiario regulado, altos niveles de inflación y devaluaciones continuadas de la moneda local.</p>	<ul style="list-style-type: none">• Acuerdo marco entre Repsol y PDVSA relativo a la gestión de la empresa mixta Petroquiriquire, S.A. firmado en 2023.• Licencia específica emitida por la OFAC el 21 de mayo de 2024.• Acuerdo entre Petroquiriquire, S.A y PDVSA para la adquisición de dos campos petrolíferos (Tomoporo y La Ceiba) en compensación de la deuda comercial histórica de PDVSA con Petroquiriquire, S.A.
<p>Igualmente, el clima político local y las relaciones internacionales en Venezuela se desarrollan en un entorno incierto. En este sentido, el 18 de abril de 2024 el Gobierno de los Estados Unidos terminó la Licencia General 44 de la <i>Office of Foreign Assets Control</i> (OFAC), que autorizaba transacciones relacionadas con operaciones del sector de petróleo o gas en Venezuela. No obstante, el 21 de mayo de 2024, la OFAC concedió una licencia específica que permite a diferentes compañías del Grupo Repsol continuar sus operaciones en Venezuela en un marco de seguridad y estabilidad para el desarrollo de sus planes de negocio.</p>	<p>En relación con el Acuerdo marco y el acuerdo para la adquisición de los campos Tomoporo y La Ceiba, hemos comprobado la incorporación de los mismos y la baja de la deuda comercial histórica en los estados financieros de Petroquiriquire, S.A. de acuerdo con la normativa contable vigente.</p>
	<p>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.</p>

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p>En este contexto, tras la firma en 2023 del acuerdo marco entre Repsol y PDVSA relativo a la gestión de la empresa mixta Petroquiriquire, S.A. con el objetivo de aumentar la producción y facilitar la recuperación de la deuda ligada a estos activos, sin necesidad de inversiones adicionales por parte de Repsol, en 2024 Repsol y PDVSA han alcanzado un acuerdo por el que Petroquiriquire, S.A. ha adquirido dos nuevos campos petrolíferos en compensación de la deuda comercial histórica por venta de crudo (hasta diciembre 2023) de PDVSA con Petroquiriquire, S.A. Asimismo, Repsol y PDVSA han acordado realizar las gestiones pertinentes para extender el plazo de la licencia de los campos de Petroquiriquire, S.A. hasta 2046.</p> <p>No obstante, el cambio en la administración americana el 20 de enero de 2025 ha generado un alto nivel de incertidumbre en relación a la política exterior que se pueda poner en marcha respecto a Venezuela.</p> <p>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 26.</p> <p>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.</p> <p>Esta cuestión requiere un elevado nivel de juicio y estimación (notas 3.5 y 26) 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.</p>	<p>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 <i>“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”</i>.</p> <p>Además, hemos analizado la razonabilidad de la provisión para riesgos y gastos constituida.</p> <p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>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.</p> <p>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.</p>

Otra información: Informe de gestión consolidado

La otra información comprende exclusivamente el informe de gestión consolidado del ejercicio 2024, 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 2024 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.



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

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.



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

- 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 2024 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 2024 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 20 de febrero de 2025.

Periodo de contratación

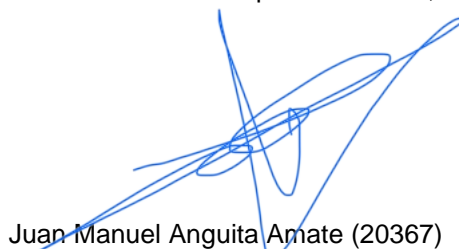
La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 10 de mayo de 2024 nos nombró como auditores del Grupo por un periodo de un año para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

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

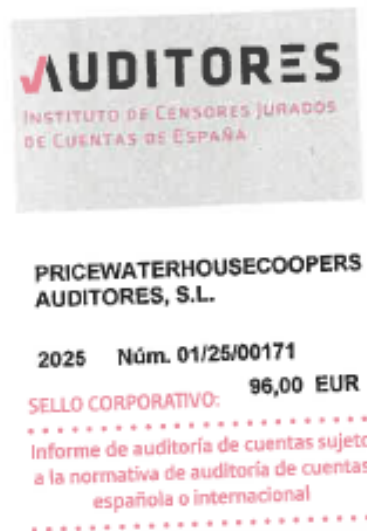
Los servicios, distintos de la auditoría de cuentas, que han sido prestados al Grupo auditado se desglosan en la nota 30 de la memoria de las cuentas anuales consolidadas.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. (S0242)



Juan Manuel Anguita Amate (20367)

20 de febrero de 2025



2024

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	9
Resultados	
(4) Resultado de explotación	21
(5) Deterioro de activos	27
(6) Resultado financiero	30
(7) Impuesto sobre beneficios	31
(8) Beneficio por acción	38
Estructura financiera y recursos financieros	
(9) Estructura financiera	39
(10) Patrimonio neto	39
(11) Recursos financieros	43
(12) Activos financieros	46
(13) Operaciones con derivados y coberturas	48
(14) Riesgos financieros	52
Otros activos y pasivos	
(15) Inmovilizado intangible	58
(16) Inmovilizado material	60
(17) Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	64
(18) Otros activos y pasivos	66
(19) Provisiones corrientes y no corrientes	66
(20) Existencias	72
(21) Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	73
(22) Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	73
(23) Compromisos y garantías	74
(24) Combinaciones de negocios	75
Flujos de efectivo	
(25) Flujos de efectivo	78
Otra información	
(26) Riesgos geopolíticos	80
(27) Operaciones con partes vinculadas	83
(28) Obligaciones con el personal	85
(29) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo	87
(30) Remuneración a los auditores	90
(31) Hechos posteriores	90
Anexos ⁽¹⁾	
Anexo I Estructura societaria del Grupo	91
A) Principales sociedades que configuran el Grupo	91
B) Operaciones conjuntas del Grupo a 31 de diciembre de 2024	110
C) Principales variaciones del perímetro del Grupo en 2024	114
Anexo II Información por segmentos y conciliación con Estados Financieros NIIF-UE	126
Anexo III Marco regulatorio	129

⁽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 2024 y 2023

	Nota	Millones de euros	
		2024	2023
Ventas		56.713	58.538
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos		409	410
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		(225)	(252)
Aprovisionamientos		(42.234)	(42.888)
Amortización del inmovilizado		(2.932)	(2.436)
(Dotación) / Reversión por deterioro		(946)	(310)
Gastos de personal		(2.199)	(2.010)
Transportes y fletes		(1.784)	(1.891)
Suministros		(663)	(667)
Beneficios / (Pérdidas) por enajenación y baja de activos		2	4
Otros ingresos / (gastos) de explotación		(4.196)	(4.204)
RESULTADO DE LAS OPERACIONES	4	1.945	4.294
Ingresos por intereses		341	425
Gastos por intereses		(303)	(279)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		220	(132)
Diferencias netas de cambio		(271)	242
(Dotación) / Reversión por deterioro de instrumentos financieros		(43)	(114)
Otros ingresos y gastos financieros		(156)	(105)
RESULTADO FINANCIERO	6	(212)	37
Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación ⁽¹⁾	17	439	34
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		2.172	4.365
Impuesto sobre beneficios	7	(562)	(1.081)
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO		1.610	3.284
Resultado atribuido a intereses minoritarios	10	146	(116)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		1.756	3.168
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	8	Euros / acción	
Básico		1,43	2,46
Diluido		1,43	2,46

⁽¹⁾ Neto de impuestos.

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 2024 y 2023**

	Millones de euros	
	2024	2023
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1.610	3.284
Por ganancias y pérdidas actuariales	(1)	(27)
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	—	—
Instrumentos de patrimonio con cambios en Otro resultado global	(1)	(9)
Efecto impositivo	—	—
OTRO RESULTADO GLOBAL - PARTIDAS NO RECLASIFICABLES AL RESULTADO	(2)	(36)
Cobertura de flujos de efectivo:	(524)	240
Ganancias / (Pérdidas) por valoración	(312)	400
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	(212)	(160)
Diferencias de conversión:	1.077	(795)
Ganancias / (Pérdidas) por valoración	1.081	(697)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	(4)	(98)
Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas:	(1)	3
Ganancias / (Pérdidas) por valoración	(1)	6
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	—	(3)
Efecto impositivo	53	(68)
OTRO RESULTADO GLOBAL - PARTIDAS RECLASIFICABLES AL RESULTADO	605	(620)
TOTAL OTRO RESULTADO GLOBAL	603	(656)
RESULTADO TOTAL GLOBAL DEL EJERCICIO	2.213	2.628
a) Atribuido a la entidad dominante	2.312	2.555
b) Atribuido a intereses minoritarios	(99)	73

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

Balance de situación a 31 de diciembre de 2024 y 2023

	Nota	Millones de euros	
		31/12/2024	31/12/2023
Inmovilizado intangible	15	3.125	2.477
Inmovilizado material	16	27.977	25.386
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	17	3.186	2.957
Activos financieros no corrientes	12	1.533	1.562
Activos por impuesto diferido	7	4.405	4.651
Otros activos no corrientes	18	1.696	1.143
ACTIVO NO CORRIENTE		41.922	38.176
Activos no corrientes mantenidos para la venta	18	524	—
Existencias	20	6.211	6.623
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	21	7.364	7.974
Otros activos corrientes	18	296	240
Otros activos financieros corrientes	12	2.111	4.491
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	12	4.758	4.129
ACTIVO CORRIENTE		21.264	23.457
TOTAL ACTIVO		63.186	61.633

	Nota	Millones de euros	
		31/12/2024	31/12/2023
Fondos propios		25.883	26.150
Otro resultado global acumulado		606	47
Intereses minoritarios		2.610	2.873
PATRIMONIO NETO	10	29.099	29.070
Provisiones no corrientes	19	5.137	4.943
Pasivos financieros no corrientes	11	9.433	8.350
Pasivos por impuesto diferido y otros fiscales	7	2.658	3.304
Otros pasivos no corrientes	18	1.176	743
PASIVO NO CORRIENTE		18.404	17.340
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	18	4	—
Provisiones corrientes	19	1.514	1.559
Pasivos financieros corrientes	11	2.945	3.314
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	22	11.220	10.350
PASIVO CORRIENTE		15.683	15.223
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		63.186	61.633

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 2024 y 2023

Millones de euros	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante y a otros tenedores de instrumentos de patrimonio (Nota 10)							
	Fondos Propios							Patrimonio neto
	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	
Saldo final al 31/12/2022	1.327	16.750	(3)	2.286	4.251	683	679	25.973
Resultado total global del ejercicio	—	(22)	—	—	3.168	(591)	73	2.628
Operaciones con socios o propietarios:								
Ampliación / (Reducción) de capital	(110)	(1.451)	1.561	—	—	—	—	—
Dividendos y remuneración al accionista	—	(934)	—	—	—	—	(89)	(1.023)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	—	(33)	(1.566)	—	—	—	—	(1.599)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones del perímetro	—	916	—	—	—	30	1.919	2.865
Otras operaciones con socios o propietarios	—	—	—	—	—	—	286	286
Otras variaciones de patrimonio neto:								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	—	4.251	—	—	(4.251)	—	—	—
Obligaciones perpetuas subordinadas	—	(60)	—	2	—	—	—	(58)
Otras variaciones	—	68	—	—	—	(75)	5	(2)
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 de patrimonio neto:								
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

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 2024 y 2023

	Nota	Millones de euros	
		2024	2023
Resultado antes de impuestos		2.172	4.365
Ajustes al resultado:		3.880	3.401
Amortización del inmovilizado	15 y 16	2.932	2.436
Otros (netos)		948	965
Cambios en el capital corriente		(8)	878
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(1.079)	(2.133)
Cobros de dividendos		328	426
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(51)	(1.968)
Otros cobros / (pagos) de las actividades de explotación		(1.356)	(591)
FLUJOS DE EFECTIVO DE EXPLOTACIÓN	25	4.965	6.511
Pagos por inversiones:	15 y 16	(8.018)	(8.352)
Empresas del grupo y asociadas		(997)	(898)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(4.725)	(4.289)
Otros activos financieros		(2.296)	(3.165)
Cobros por desinversiones:		5.053	2.238
Empresas del grupo y asociadas		208	659
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		498	37
Otros activos financieros		4.347	1.542
Otros flujos de efectivo de las actividades de inversión		271	261
FLUJOS DE EFECTIVO DE INVERSIÓN	25	(2.694)	(5.853)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	10	(850)	(1.283)
Adquisición		(1.135)	(1.775)
Enajenación		285	492
Operaciones con minoritarios:	10	203	2.174
Cobros/pagos por transacciones con minoritarios		540	2.290
Dividendos pagados a minoritarios		(337)	(116)
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	11	1.028	(2.010)
Emisión		13.337	9.256
Devolución y amortización		(12.309)	(11.266)
Pagos por remuneraciones de accionistas y otros instrumentos de patrimonio	10	(1.153)	(979)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:		(869)	(955)
Pagos de intereses		(401)	(333)
Otros cobros / (pagos) de las actividades de financiación		(468)	(622)
FLUJOS DE EFECTIVO DE FINANCIACIÓN	25	(1.641)	(3.053)
EFFECTO DE LAS VARIACIONES DE LOS TIPOS DE CAMBIO		(1)	12
AUMENTO / (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	25	629	(2.383)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL INICIO DEL PERIODO		4.129	6.512
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	12	4.758	4.129
Caja y bancos		3.406	2.743
Otros activos financieros		1.352	1.386

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 2024.

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 19 de febrero de 2025 y se someterán a la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación. Las correspondientes al ejercicio 2023 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 10 de mayo de 2024.

Junto a las Cuentas Anuales consolidadas se publica el Informe de Gestión consolidado 2024 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 e Información sobre Sostenibilidad, 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

El Grupo Repsol (en adelante "Repsol", "Compañía", "Grupo Repsol" o "Grupo") es un grupo de sociedades con presencia mundial que, con la visión de ser una compañía energética global basada en la innovación, la eficiencia y el respeto, 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, refino, 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 600 sociedades, dependientes, negocios conjuntos y asociadas con presencia en 40 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 2024. En 2024, los principales cambios en la estructura societaria corresponden a las adquisiciones en activos vinculados a la generación renovable y a la transformación industrial, así como las desinversiones en el segmento de Exploración y Producción. 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 S.A. se encuentran sujetas a una amplia regulación descrita en el Anexo III.

2.3 Segmentos de negocio de Repsol

Las distintas actividades de Repsol se agrupan en segmentos de negocio a efectos de su gestión y *reporting*. Los segmentos de negocio, definidos conforme a lo que se detalla en la nota 3.6.1 de estas Cuentas Anuales, 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 CCGTs¹.

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.

La información financiera por segmentos de negocio de Repsol se elabora conforme a los criterios que se detallan en la Nota 3.6.2 y se concilia con la información elaborada conforme a las NIIF en el Anexo II.

A continuación, se presenta alguna información destacable; para información adicional sobre el desempeño financiero y operativo de los segmentos de negocio, véase el Informe de Gestión consolidado de 2024 que acompaña a estas Cuentas Anuales consolidadas y se publica junto con ellas.

Resultados de los segmentos de negocio	Millones de euros	
	2024	2023
Exploración y Producción	1.490	1.779
Industrial	1.460	2.734
Cliente	659	614
GBC	(23)	75
Corporación y otros	(259)	(191)
RESULTADO AJUSTADO	3.327	5.011
Efecto patrimonial	(425)	(453)
Resultados específicos	(1.292)	(1.274)
Minoritarios	146	(116)
RESULTADO NETO	1.756	3.168

Otras magnitudes de los segmentos de negocio	Resultado de las operaciones		Ingresos de las actividades ordinarias		Flujo de caja de las operaciones		Inversiones de explotación ⁽¹⁾		Capital empleado	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Millones de euros										
Exploración y Producción	2.503	2.936	7.047	7.576	2.817	3.179	2.560	2.627	11.554	12.716
Industrial	1.857	3.626	44.536	46.676	1.639	3.611	1.274	1.161	11.917	10.929
Cliente	885	819	25.630	27.315	1.104	913	409	423	2.801	2.788
GBC	41	134	606	1.003	118	95	2.478	1.876	6.185	3.897
Corporación y otros	(131)	(265)	(18.672)	(21.017)	(268)	(734)	79	80	1.650	836
TOTAL	5.155	7.250	59.147	61.553	5.410	7.064	6.800	6.167	34.107	31.166

⁽¹⁾ Incluye las inversiones devengadas en el período.

¹ Acrónimo inglés para los generadores de electricidad de turbina de gas de ciclo combinado.

[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 2024 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 2024 no han tenido un impacto significativo en las Cuentas Anuales consolidadas, dada su naturaleza y alcance².

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 ⁽¹⁾	Fecha de 1ª aplicación
Modificaciones a la NIC 21 - Ausencia de convertibilidad	01/01/2025
Pendientes de adopción por la Unión Europea ⁽¹⁾	Fecha de 1ª aplicación
Modificaciones a la NIIF 9 y la NIIF 7 - Modificaciones a la clasificación y medición de instrumentos financieros	01/01/2026
Mejoras Anuales a las NIIF - Volumen 11	01/01/2026
Modificaciones a NIIF 9 y NIIF 7 - Contratos que hacen referencia a la electricidad dependiente de la naturaleza	01/01/2026
NIIF 18 - Presentación y desgloses de información en los estados financieros	01/01/2027
NIIF 19 - Dependientes sin contabilidad pública	01/01/2027

⁽¹⁾ 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.

El Grupo está analizando los potenciales impactos que los cambios normativos pendientes de adopción pudieran tener en los estados financieros consolidados, sin que a la fecha se hayan identificado efectos significativos, si bien habría que destacar 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 caja 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 en notas. Preliminarmente, los principales impactos identificados se corresponden con los nuevos subtotales obligatorios y la clasificación de determinadas partidas en la cuenta de pérdidas y ganancias, así como la consideración del resultado de las operaciones como nuevo punto de partida para la elaboración del estado de flujos de efectivo.

3.4 Políticas contables

Hay que señalar que las políticas y opciones contables significativas de Repsol se presentan, en recuadros de texto, destacadas a lo largo de las notas de las presentes Cuentas Anuales consolidadas, mientras que las de carácter general se detallan a continuación:

² Las normas adoptadas por la Unión Europea y aplicadas a partir del 1 de enero de 2024 son: (i) Modificaciones a NIC 7 y NIIF 7 - *Acuerdos de financiación a proveedores*; (ii) Modificaciones a la NIC 1 - *Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes*; (iii) Modificaciones a la NIC 1 - *Pasivos no corrientes con covenants*; y (iv) Modificaciones a la NIIF 16 - *Pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior*.

3.4.1 Principios de consolidación

Repsol clasifica las inversiones como sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas en función del control que ejerce sobre ellas:

- **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 participada. Repsol, además, gestiona operativamente estas sociedades. Las sociedades dependientes pueden tener accionistas minoritarios con diferentes derechos protectores, 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 en: a) operaciones conjuntas (*Joint Operating Agreement, 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 proporcionalmente, en función de la participación 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 según el método de la participación.
- **Asociadas:** aquellas entidades sobre las que existe influencia significativa en la participada (no se requiere el consentimiento de Repsol en la toma de las decisiones estratégicas operativas y financieras, pero Repsol tiene capacidad para intervenir en ellas), se reflejan en los estados financieros de acuerdo al método de la participación.

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 de los estados financieros, 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 en una divisa 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 operación. 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. Dentro de los pasivos asumidos en la combinación de negocios, también se contabiliza en la fecha de adquisición 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 predesarrollo 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 se amortizan conforme al criterio de unidad de producción (ver más adelante), 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 de tiempo 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, excluyendo los costes de perforación de los sondeos de exploración y los bonos exploratorios, se registran como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias cuando se incurren.
- 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 19).

- 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 5), (iii) combinaciones de negocio y criterios de consolidación (ver Notas 3.4.1, 3.4.3, y 24), (iv) provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias tales como las ocasionadas por daños medioambientales (ver Nota 19), (v) impuesto sobre beneficios, créditos y contingencias fiscales y activos por impuestos diferidos (ver Nota 7); (vi) valor de mercado de los instrumentos financieros derivados (Notas 11, 12 y 13), (vii) pérdida esperada de los instrumentos financieros (ver Notas 14.3 y 26) y (viii) evaluación de las inversiones en Venezuela (ver Notas 17 y 26). En cualquier caso, hay que señalar que varias 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.

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 activos.

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 del plan estratégico (PE24-27).

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).

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. La evaluación de la recuperabilidad de las participaciones en asociadas o negocios conjuntos del Grupo se lleva a cabo mediante la comparación de su importe recuperable con su importe en libros (ver Nota 17 y 5). El importe recuperable de una inversión en una asociada o negocio conjunto se evalúa de manera individual, a menos que la misma no genere entradas de efectivo que sean en gran medida independientes de las procedentes de otros activos o UGEs del Grupo.

- 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.

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 5) 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*” y la hoja de ruta para la descarbonización *Repower EU*, que aceleran la transición energética en Europa y prevén importantes descensos en la demanda de combustibles, principalmente a partir de 2030.

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, tasas de descuento...) en la Nota 5.2.

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:

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 los escenarios de transición energética derivados tanto de las políticas climáticas y de descarbonización ya establecidas por los gobiernos como las que públicamente han sido comprometidas (escenarios denominados respectivamente, “*Stated Policies*” y “*Announced Pledges*” de la IEA del World Energy Outlook 2024). Para más información véase www.iea.org.

- 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 (*betas*), se calculan de forma específica a partir de series históricas a 5 años de compañías comparables, para cada uno de los negocios.

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, los flujos de caja sólo tienen en cuenta el estado actual de los activos 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 2025 y 2072. Los activos convencionales en producción no superan el año 2050 y los no convencionales, situados en USA tienen una vida productiva mayor. En cualquier caso, aproximadamente el 93% 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

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).

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 gravámenes y costes fijos). A continuación, se describen las principales particularidades de los negocios más relevantes:

- En el negocio de Refino en España Repsol realiza proyecciones hasta 2040, que contemplan una reducción de la destilación de combustibles fósiles de alrededor del 80% (se considera 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 no incluye las nuevas 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... Por otro lado, las proyecciones también incluyen las nuevas instalaciones puestas en marcha en 2024 para la producción de combustibles renovables en Cartagena.
- En el negocio de Química se realizan proyecciones a cinco años, extrapolándose para años posteriores el flujo correspondiente al quinto año sin aplicar una tasa de crecimiento. 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, Algonquiny 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 2034) 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 9 a 39 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 la energía comprometida con terceros y la estimación de los precios de mercado 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, a menos que la misma no genere entradas de efectivo que sean en gran medida independientes de las procedentes de otros activos o UGEs, 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 energética⁹

Repsol ha hecho público su compromiso de ser parte de la solución en la lucha contra el cambio climático y su ambición de alcanzar cero emisiones netas en 2050¹⁰, en consonancia con el Acuerdo de París, que busca limitar el calentamiento global a 1.5°C¹¹ y alcanzar cero emisiones netas para la segunda mitad del siglo¹² y con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas. Esta ambición es la base de la estrategia actual (Plan Estratégico 2024-2027).

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, en concreto, la que permite garantizar la sostenibilidad a largo plazo de la Compañía y 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 eficiencia energética, la electrificación de procesos, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero directas de las operaciones y la adaptación de los niveles de producción y del portafolio del E&P hacia activos menos intensivos en carbono, (ii) la generación eléctrica renovable, (iii) la comercialización de combustibles renovables líquidos y gaseosos, (iv) la captura y almacenamiento de CO₂ y (v) apostar por un modelo multienergético, centrado en el suministro de diferentes fuentes de energía.

Para llevar a cabo estas iniciativas, el Plan Estratégico 2024-2027 de Repsol dedica más del 35% de las inversiones netas a iniciativas de bajo carbono¹³, lo que supone más de 5.600 millones de euros (en 2024 ascienden a 2.706 millones).

Los riesgos derivados del cambio climático se clasifican como "*transicionales*", derivados de la transición energética, y "*físicos*"¹⁴, derivados de eventos naturales que pudieran verse exacerbados por el avance del cambio climático. Los primeros son relevantes para Repsol dada la naturaleza de sus actividades.

Para más información sobre la estrategia actual, la asignación de capital prevista a futuro 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 V del Informe de gestión consolidado 2024).

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 13), según corresponda (ver Nota 23).

⁹ Más información en el apartado 2.1 Cambio climático del Estado de Información No Financiera Consolidado e Información sobre Sostenibilidad (Anexo V del Informe de Gestión consolidado 2024).

¹⁰ Cero emisiones netas de gases de efecto invernadero de compañía de alcance (*scopes*) 1+2+3. El alcance 3 contempla la categoría 11 de productos vendidos, por ser otras categorías de baja materialidad y cuantificación menos precisa. De forma complementaria, para apoyar al progreso de la compañía en la transición energética, se emplea la intensidad de emisiones de la energía que produce Repsol a través de su Indicador de Intensidad de Carbono (IIC).

¹¹ El alineamiento de la estrategia de transición energética de Repsol con el objetivo de limitar el calentamiento global a 1.5°C por encima de los niveles preindustriales puede contrastarse tomando como referencia los escenarios clasificados como C1 desarrollados por el IPCC (Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático), que representan trayectorias que limitan el calentamiento global a 1.5°C con una probabilidad de entre el 50% y el 67%.

¹² El objetivo de alcanzar las cero emisiones netas en carbono es lograr un equilibrio en la segunda mitad del siglo entre las emisiones antropogénicas por las fuentes y la absorción antropogénica por los sumideros, sobre la base de la equidad y en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza, tal y como se establece en el artículo 4.1 del Acuerdo de París.

¹³ Medida Alternativa de Rendimiento. Para la conciliación de estas magnitudes con las NIIF-UE véase el Anexo III del Informe de Gestión consolidado 2024. Incluyen aquellas dirigidas a la eficiencia energética, generación y comercialización de electricidad renovable, producción y comercialización de biocombustibles, de hidrógeno renovable, de combustibles sintéticos, de productos químicos (polímeros de larga vida), proyectos de economía circular, captura y almacenamiento de carbono (CCS), generación distribuida, movilidad eléctrica renovable, e inversiones en I+D y corporate venturing en tecnologías de bajo carbono.

¹⁴ Los riesgos transicionales pueden ser regulatorios y legales, tecnológicos, de mercado y reputacionales. En relación con la regulación relacionada con el cambio climático y la descarbonización de la economía véase el Anexo III. Los riesgos físicos se refieren a inundaciones o sequías, incendios forestales, huracanes, subidas del nivel del mar o tormentas tropicales.

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 5.2 se informa de los impactos adicionales que resultarían del test de deterioro si se utilizara el escenario NZE de la Agencia Internacional de Energía publicado en su informe *World Energy Outlook 2024*¹⁵. En este escenario, el deterioro adicional (neto de impuestos y minoritarios) no superaría el 6% del 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 empleado¹⁶ en este segmento de negocio ha descendido desde los 21.515 millones de euros en diciembre de 2018 hasta los 11.554 millones de euros al 31 de diciembre de 2024 (un -46%). 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 6.000 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 (64%), 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 93% del valor de sus flujos no más tarde de 2040.
- 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. Asumiendo escenarios de transición energética más acelerada en Europa, durante 2022 el negocio de Refino revisó a la baja sus expectativas a medio y largo plazo como consecuencia de las nuevas medidas europeas para acelerar la transición energética, las medidas fiscales aprobadas y el impacto negativo (más allá del corto plazo) de las dinámicas de mercado impulsadas por la guerra de Ucrania. Como ya se ha indicado, para la valoración de los actuales activos de refino se ha previsto una caída en la destilación de combustibles fósiles de un 80% en 2040, lo que conlleva una reducción de 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 de carburantes) solo se han considerado proyecciones de flujos de caja para los próximos diez años, sin necesidad de registrar ningún deterioro.

¹⁵ El escenario NZE de la IEA 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.

¹⁶ Medida Alternativa de Rendimiento. Para la conciliación de estas magnitudes con las NIIF-UE véase el Anexo III del Informe de Gestión consolidado 2024.

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 15 y 16) 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 42% de dicha producción esperada se haya extraído en 2030 y el 80% 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 90% del valor contable de los activos actuales estarían totalmente amortizados contablemente en 2040.

En relación con los activos del negocio de Movilidad de la península Ibérica (ver Notas 15 y 16), se estima que aproximadamente el 90% del valor contable de los activos amortizables actuales estaría totalmente amortizado 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 19.1.

A 31 de diciembre de 2024 las provisiones de desmantelamiento de activos ascienden a 4.157 millones de euros, principalmente por activos en Reino Unido, Noruega y España. Se estima que aproximadamente el 25% de los desembolsos asociados al desmantelamiento se hayan materializado en los próximos 5 años y aproximadamente el 87% 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 2024, a las sociedades del Grupo se les han asignado derechos de CO₂ gratuitos equivalentes a 7,3 millones de toneladas de CO₂. El gasto por emisiones de CO₂ en 2024 ha ascendido a 273 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 19.1. y 20.

La senda de precios de los derechos de emisión de CO₂ para el cálculo del valor recuperable de los activos (ver Nota 5) se revisó al alza en 2023, con un incremento significativo respecto a 2022 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 2024 se ha revisado a la baja hasta 2030, respecto a la de 2023, 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: el comercio de emisiones y la subasta de derechos comenzarán en 2027, y la primera entrega de derechos correspondientes al ejercicio de 2027 deberá realizarse el 31 de mayo de 2028. En España, la transposición de esta Directiva tenía como fecha límite el 30 de junio de 2024, existiendo actualmente un proyecto de Ley en tramitación parlamentaria en el Congreso de los Diputados. 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 (4.084 millones de euros, véase Nota 7) 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 2024 (ver Nota 7).

Contratos onerosos

El cierre o terminación anticipada de ciertos activos o actividades puede convertir alguno de los contratos de suministro en contratos onerosos. Al 31 de diciembre de 2024 las provisiones de contratos onerosos no son significativas (ver Nota 19.1).

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 19.2). 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 2024.

3.6 Segmentos de negocio

3.6.1 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 y su importancia significativa, así como en la estructura organizativa para la gestión de los negocios y en la forma en que la dirección y los administradores de Repsol analizan 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 CCGTs.

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.

3.6.2 Modelo de presentación de los resultados por segmentos

En su modelo de reporting por segmentos, Repsol presenta los resultados y otras magnitudes financieras de cada segmento de negocio (E&P, Industrial, Cliente y GBC) considerando las magnitudes operativas y económicas de los negocios conjuntos, de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo en cada negocio conjunto, con la misma metodología y nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global¹⁷.

Con este enfoque, los resultados se presentan desagregados en varios componentes (Resultado Ajustado, Efecto Patrimonial, Resultados Específicos, Minoritarios) hasta llegar al Resultado Neto, que refleja el resultado obtenido por el Grupo atribuible a la sociedad dominante.

- La medida del resultado de cada segmento es el denominado **Resultado Ajustado**, que se corresponde con el resultado de operaciones continuadas a coste de reposición (“*Current Cost of Supply*” o CCS), neto de impuestos y sin incluir ciertos ingresos y gastos (“*Resultados específicos*”), ni los resultados atribuibles a los intereses minoritarios (“*Minoritarios*”), que se presentan de manera separada. El resultado financiero y los ajustes de consolidación intersegmento se asignan al Resultado de *Corporación y otros*.

En concreto, el resultado 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 del segmento 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, esta medida del resultado no es aceptada en la normativa contable europea y, por ello, tampoco es aplicada por Repsol, que utiliza el método del coste medio ponderado para determinar sus resultados conforme a la normativa contable europea. La diferencia entre el resultado a CCS y el resultado a coste medio ponderado se refleja en el **Efecto patrimonial**, que se presenta de forma independiente, neto de impuestos y sin considerar los resultados atribuibles a los intereses 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 sin considerar los resultados atribuibles a los intereses minoritarios.
- La línea **Minoritarios**, refleja la participación de los socios minoritarios en el resultado consolidado neto de impuestos. Este efecto se aísla del Resultado Ajustado, Efecto Patrimonial y Resultados Específicos, para que estos reflejen en su integridad el resultado gestionado por el Grupo.

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, además de facilitar la comparación con otras compañías del sector. 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 III Medidas Alternativas de Rendimiento del Informe de Gestión consolidado de 2024 o en www.repsol.com).

¹⁷ Salvo en el caso de los negocios de generación eléctrica renovable (segmento GBC) en donde por la forma en que se analizan los resultados de estos proyectos y se toman las decisiones sobre su gestión, las magnitudes económicas de las *joint ventures* se integran por el método de la participación.

RESULTADOS

[4] Resultado de explotación

Repsol publica, en la misma fecha que las presentes Cuentas Anuales consolidadas, su Informe de gestión consolidado 2024, que incluye una explicación de los resultados y de otras magnitudes de desempeño financiero.

4.1 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 2024 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" anteriormente denominada CLH), 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 segmento en 2024 y 2023 se muestra a continuación:

Ingresos por segmento	2024	2023
Exploración y Producción	5.069	4.976
Industrial	44.146	46.372
Cliente	25.343	26.930
GBC	606	1.003
Corporación y otros	(18.042)	(20.333)
TOTAL	57.122	58.948

NOTA: Incluye impuestos especiales que recaen sobre consumos de hidrocarburos (5.735 y 5.830 millones de euros en 2024 y 2023, respectivamente). Corporación y otros incluye principalmente las eliminaciones por ingresos entre los segmentos del Grupo.

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, los ingresos se generan fundamentalmente por la comercialización de productos derivados del refino de petróleo en los complejos industriales de España y Perú (gasolinas, fuelóleos, GLP, asfaltos, lubricantes...) 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, los ingresos se generan fundamentalmente 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, los ingresos se generan, fundamentalmente, por la venta de la electricidad en España y EE.UU.

El desglose en 2024 y 2023 de los ingresos ordinarios por tipo de producto y segmento es el siguiente:

Ingresos por tipo de producto	Exploración y Producción		Industrial		Cliente		GBC		Corporación y otros		TOTAL	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
	Crudo	3.193	2.734	3.136	4.960	—	5	—	—	(228)	(110)	6.101
Gas ⁽¹⁾ :	1.876	2.238	1.907	1.536	194	240	22	46	(811)	(1.015)	3.188	3.045
Mercado mayorista	1.876	2.238	1.907	1.536	—	—	22	46	(811)	(1.015)	2.994	2.805
Mercado minorista (residencial y negocios)	—	—	—	—	194	240	—	—	—	—	194	240
Productos petrolíferos ⁽²⁾	—	—	35.973	36.917	23.576	25.411	—	—	(16.519)	(18.575)	43.030	43.753
Productos petroquímicos ⁽³⁾	—	—	2.324	2.382	—	—	—	—	1	(1)	2.325	2.381
Electricidad	—	—	202	174	1.309	1.023	584	957	(454)	(600)	1.641	1.554
Prestación de servicios y otros	—	4	604	403	264	251	—	—	(31)	(32)	837	626
TOTAL	5.069	4.976	44.146	46.372	25.343	26.930	606	1.003	(18.042)	(20.333)	57.122	58.948

⁽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.

En 2024 disminuyen los ingresos, fundamentalmente por la caída de los precios de los productos energéticos. En concreto, la caída de los ingresos se explica por: en Industrial, por los menores precios de los productos obtenidos del refino de petróleo, mitigado por los mayores volúmenes vendidos; en Cliente por los menores volúmenes de combustibles de automoción vendidos en España, mitigado por las mayores ventas de electricidad; y en GBC por los menores precios de la electricidad y las menores ventas por menor generación en ciclos combinados. Por otro lado, en E&P se incrementan por la integración de RRUUK (ver Nota 24), parcialmente compensado por los menores volúmenes producidos y los menores precios del gas.

La distribución de los ingresos de las actividades ordinarias por país en 2024 y 2023 se muestra a continuación:

Distribución geográfica de los ingresos	2024	2023
España	31.125	33.465
Perú	4.245	4.595
Estados Unidos	2.688	3.550
Portugal	3.185	3.088
Resto	15.879	14.250
TOTAL⁽¹⁾⁽²⁾	57.122	58.948

⁽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: 41.184 millones de euros (42.250 millones de euros en 2023), (ii) UE zona no euro 296 millones de euros (151 millones de euros en 2023) y (iii) Resto: 15.642 millones de euros (16.547 millones de euros en 2023).

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

El gasto reconocido en este epígrafe se explica principalmente por el menor volumen en existencias de productos (-9%), principalmente en los complejos industriales de refino en España. Para más información sobre las existencias véase la Nota 20.

4.3 Aprovisionamientos

El epígrafe "Aprovisionamientos" recoge los siguientes conceptos:

Aprovisionamientos	Millones de euros	
	2024	2023
Compras	42.363	42.982
Variación de existencias (materias primas y existencias comerciales)	(129)	(94)
TOTAL	42.234	42.888

La distribución de "Aprovisionamientos" por segmento en 2024 y 2023 se muestran a continuación:

Aprovisionamientos por segmento	Millones de euros	
	2024	2023
Exploración y Producción	113	85
Industrial	37.891	38.737
Cliente	21.970	23.774
GBC	216	424
Ajustes ⁽¹⁾	(17.956)	(20.132)
TOTAL	42.234	42.888

⁽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 (80% del total); 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*.

Los menores costes de "Aprovisionamientos" en 2024 obedecen fundamentalmente a los menores precios de las materias primas de los complejos industriales. La reducción en el segmento de Cliente obedece a la caída de los precios de los productos derivados del petróleo, así como de los de la electricidad y del gas comercializados en España. En GBC el menor coste de aprovisionamientos obedece principalmente a la caída de los precios del gas utilizados como materia prima y a la menor producción de los CCGT.

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.

4.4 [Dotación] / Reversión por deterioro

Los citados epígrafes recogen los siguientes conceptos:

Dotación/Reversión por deterioro	Millones de euros	
	2024	2023
Dotación por deterioro de activos (Notas 14.3, 21 y 5)	(1.831)	(1.671)
Reversión por deterioro (Nota 5)	885	1.361
TOTAL	(946)	(310)

En 2024 se han realizado dotaciones por deterioro (-1.831 millones de euros) principalmente en el segmento de E&P, que corresponden fundamentalmente a 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 han revertido deterioros (885 millones de euros), principalmente en los activos del negocio de Refino y en los de Refino Perú y Mayorista y Trading de gas en Norteamérica (ver Nota 5). Adicionalmente, en 2024 se han reconocido deterioros de cuentas a cobrar vinculadas con la actividad en Venezuela (ver Nota 26).

En 2023, se realizaron dotaciones por deterioro principalmente en el segmento de E&P (-728 millones de euros, por activos productivos y en desarrollo fundamentalmente en EE.UU., Colombia y Argelia y -370 millones de euros por el fondo de comercio asociado a la adquisición de ROGCI) y el segmento Industrial (negocio de Química, -469 millones de euros). En sentido contrario, se revirtieron deterioros en las refinerías del Grupo (725 millones de euros, como consecuencia de la revisión de las expectativas de márgenes y destilación) y en los activos E&P en Canadá (521 millones de euros como consecuencia de su venta).

Para información de detalle de los deterioros véase la Nota 5.

4.5 Gastos de personal

El epígrafe “Gastos de personal” recoge los siguientes conceptos:

Gastos de Personal	Millones de euros	
	2024	2023
Remuneraciones y otros	1.654	1.531
Costes de seguridad social	545	479
TOTAL	2.199	2.010

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 Nota 28).

El incremento en los gastos de personal en 2024 se explica, principalmente, por la integración a finales de 2023 de *Repsol Resources UK - RRUUK* (ver Nota 15) y el incremento de un 5% de la plantilla media, mitigado por menores gastos de personal por las desinversiones de 2023 (Canadá).

Plantilla

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2024 asciende a 25.601, distribuidas en las siguientes áreas geográficas: España (18.367), Latinoamérica (3.573), Norteamérica (987), resto de Europa (2.453), África (124) y Asia (98). La plantilla media en el ejercicio 2024 ha ascendido a 25.826 empleados (24.680 empleados en 2023).

A continuación, se desglosa la plantilla¹⁸ total del Grupo distribuida por categorías profesionales y por género a cierre de los ejercicios 2024 y 2023:

Plantilla por categorías y género	2024			2023		
	Total	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres
Directivos	229	172	57	222	173	49
Manager / Gerente	2.408	1.602	806	2.438	1.654	784
Profesional / Técnicos	10.892	6.887	4.005	10.905	7.086	3.819
Administrativo / Operario	12.072	6.733	5.339	11.494	6.363	5.131
TOTAL	25.601	15.394	10.207	25.059	15.276	9.783

En España en 2024, de acuerdo con el cómputo legal definido por la Ley General de Derechos de las Personas con Discapacidad y de su Inclusión Social¹⁹ (LGD), Repsol supera el porcentaje requerido por la legislación, representando un 2,12% de la plantilla, siendo 392 empleados por contratación directa.

4.6 Gastos de exploración

Los gastos de exploración de hidrocarburos en 2024 y 2023 (determinados conforme se explica en la Nota 3.4.4) ascienden, respectivamente, a 95 y 116 millones de euros, de los cuales 26 y 60 millones de euros se encuentran registrados en el epígrafe “Amortizaciones de inmovilizado” y 26 y 0 millones de euros en el epígrafe “(Dotación) / Reversión por deterioro” en 2024 y 2023, 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	
	2024	2023
América del Norte	19	64
Latinoamérica	44	34
Europa, África y resto del Mundo	32	18
TOTAL	95	116

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

¹⁸ 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.

¹⁹ 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.

4.7 Beneficios / (Pérdidas) por enajenaciones de activos

En 2024 este epígrafe recoge beneficios (56 millones de euros) y pérdidas (-54 millones de euros) por enajenación de activos. Incluyen, entre otros, los impactos por la venta de participaciones en sociedades (Edwards Lime Gathering, LLC, Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd y Transasia Pipeline Company Pvt. Ltd) y de activos de la actividad de Exploración y Producción (bloque CPE-6 en Colombia y activos auxiliares en Eagle Ford en EE.UU), sin que ninguno sea individualmente significativo.

Adicionalmente, en 2024 se han alcanzado acuerdos (ver apartado Activos y pasivos mantenidos para la venta de la Nota 18) o vendido activos que han tenido un impacto en los epígrafes de dotación y reversión por deterioro (ver apartado 4.4 de esta Nota y la Nota 5).

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

Los gastos del epígrafe de "Transportes y fletes" descienden como consecuencia de la normalización de los precios en el mercado de fletes, tras haberse visto afectado de manera extraordinaria en 2023 por las tensiones geopolíticas (en el Mar Rojo principalmente) y por las limitaciones de uso en el canal de Panamá.

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

Otros ingresos/ gastos de explotación	Millones de euros	
	2024	2023
Otros ingresos de explotación ⁽¹⁾	1.237	934
Valoración de instrumentos derivados comerciales ⁽²⁾	35	197
Otros gastos de explotación:	(5.468)	(5.335)
Gastos de operadores	(742)	(724)
Servicios de profesionales independientes	(601)	(587)
Arrendamientos	(242)	(214)
Tributos: ⁽³⁾	(950)	(940)
Impuestos a la producción	(162)	(190)
Otros	(788)	(750)
Reparación y conservación ⁽⁴⁾	(318)	(295)
Gasto por emisiones de CO ₂ ⁽⁵⁾	(273)	(381)
Otros ⁽⁶⁾	(2.342)	(2.194)
TOTAL	(4.196)	(4.204)

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, las reversiones 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 13). En 2024, la variación negativa se explica principalmente por la menor valoración de posiciones y contratos de la actividad de trading y comercialización de gas natural y el menor resultado en las operaciones liquidadas.

⁽³⁾ Corresponden a tributos distintos a los que gravan el beneficio (ver Nota 7). Los otros tributos reflejan los impuestos locales, el Gravamen Temporal Energético en España y las aportaciones al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE). Los impuestos a la producción de hidrocarburos en actividades de Exploración y Producción han sido pagados principalmente en Perú, Libia, y EE.UU. Para más información sobre impuestos pagados véase el apartado 4.2 del Estado de Información no Financiera Consolidado e Información sobre Sostenibilidad (Anexo V del Informe de gestión consolidado de 2024).

⁽⁴⁾ Corresponde a actividades de reparación, conservación y mantenimiento realizadas, principalmente, en los complejos industriales del Grupo.

⁽⁵⁾ El "Gasto por emisiones de CO₂" disminuye como consecuencia de los menores precios del CO₂, véase Nota 19. Incluye la aplicación del ingreso diferido por consumo de derechos de CO₂ gratuitos por importe de 530 y 609 millones de euros en 2024 y 2023, respectivamente (ver Nota 20).

⁽⁶⁾ Incluye, entre otros, las dotaciones por provisiones (ver Nota 19.1), 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... En 2023 incluía el pago por el acuerdo para resolver un litigio en EE.UU. relacionados con la compañía *Maxus*.

4.9 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 incurrían.

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 ha ascendido a 68 millones de euros en los ejercicios 2024 y 2023. Los gastos activados correspondientes a las actividades de desarrollo han ascendido a 25 millones de euros en 2024.

De los gastos de investigación y desarrollo de 2024, destacan los correspondiente 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.
- *Assisted Static Modeling*: producto tecnológico que permite hacer, de forma rápida y eficiente, un control de calidad exhaustivo de los modelos geológicos de yacimiento, reduciendo incertidumbres y contribuyendo a la definición de planes de desarrollo optimizados y estimaciones de recursos/reservas más precisas.
- Vehículo demostrador de alta eficiencia ICE (motor de combustión interna): proyecto para demostrar el uso eficiente de los combustibles renovables y sintéticos en vehículos ligeros como solución competitiva técnica y económicamente frente a otras alternativas de descarbonización.

Para más información véase el apartado 2.6 del Informe de Gestión consolidado 2024.

4.10 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 19 y 20, ni los correspondientes al derrame ocurrido en Perú, véase Nota 19.1), han ascendido a 101 y 88 millones de euros en 2024 y 2023, respectivamente.

En 2024 destacan las actuaciones llevadas a cabo para la gestión de los residuos por importe de 32 millones de euros (17 millones de euros en 2023); la protección de la atmósfera por importe de 21 millones de euros en las instalaciones industriales (20 millones de euros en 2023); y la gestión del agua por importe de 8 millones de euros (12 millones de euros en 2023).

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 2.240 millones de euros (2.209 millones de euros en 2023). Para información de detalle de estas inversiones véase el apartado 5.4 del Estado de Información no Financiera Consolidado e Información sobre Sostenibilidad (Anexo V del Informe de Gestión consolidado 2024).

[5] 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).

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. Para información específica sobre la metodología de cálculo del valor recuperable véase Nota 3.5.1.

5.1 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 2024, el entorno ha venido caracterizado por un crecimiento de la actividad global relativamente estable y resistente a *shocks* en los mercados. El avance en el proceso de deflación ha supuesto que los bancos centrales de los principales países desarrollados han comenzado el ciclo de bajadas de tipos durante 2024, previéndose una política monetaria menos restrictiva en 2025. En el plano internacional, el resultado de las elecciones en EE.UU. agrega volatilidad a un contexto ya marcado por una elevada incertidumbre, dominado por tensiones geopolíticas. 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 bajistas en los mercados de *commodities* en 2024 como consecuencia de una demanda más débil de lo esperado. Las nuevas estimaciones han sido realizadas en un entorno de elevada incertidumbre, marcada por la evolución de los conflictos bélicos, las dinámicas de transición energética y de descarbonización de la economía y, en definitiva, por sus posibles impactos en los mercados energéticos.

– El precio del barril de Brent se revisa a la baja hasta 2030, como consecuencia del descenso de precios observados a lo largo de 2024 y las peores perspectivas de la demanda. A partir de entonces, se mantiene la senda de 2023, que asume las enormes necesidades de inversión requeridas para satisfacer tanto la demanda como el declino de la producción, en un contexto histórico de muy bajos niveles de inversión en los últimos años. La senda considera reducciones de demanda, por

las políticas de transición energética y descarbonización, teniendo en cuenta que el petróleo, al contrario del gas, no se considera combustible “transitorio” para la descarbonización.

- La senda de precio del gas Henry Hub (HH) se revisa ligeramente a la baja hasta 2030, por los mismos motivos que el Brent. A partir de entonces se mantiene respecto a la senda de 2023, que asume que la inversión jugará un papel crucial para poder seguir aumentando la producción. Particularmente, en EE.UU. el gas natural como combustible de transición en los procesos de descarbonización debería llevar a más inversión y producción que en el petróleo, donde la contribución en el mix eléctrico seguirá siendo elevada.
- En el caso de la electricidad en España (pool eléctrico), se ha modificado a la baja la senda hasta 2030 para adecuarla al entorno de precios algo más relajados tanto del gas natural en Europa como del CO₂, y a partir de entonces se revisa ligeramente al alza por la evolución prevista de la electrificación.
- La senda de precios de los derechos de emisión de CO₂ se ha revisado a la baja hasta 2030 para adecuarse a la realidad del mercado actual, pues la curva de futuros (que ya asume los posibles cambios regulatorios) es un 20% inferior a la del año 2023 (ver Nota 3.5.1).

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

Precios en términos reales 2024 ⁽¹⁾	2025-2050 ⁽²⁾	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2050 ⁽³⁾
Brent (\$/barril)	72,3	73,5	74,7	75,9	76,9	77,9	71,5
WTI (\$/barril)	70,0	69,1	70,9	72,1	73,2	74,3	69,6
HH (\$/Mbtu)	3,3	2,9	3,1	3,2	3,4	3,5	3,3
Pool eléctrico (€/MWh)	59,9	62,7	63,1	63,4	63,6	63,9	59,1
CO ₂ ETS-EU (\$/Tn)	88,2	71,2	75,8	80,9	85,1	90,0	90,0

⁽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 2025-2050.

⁽³⁾ Media de los precios del periodo 2030-2050.

Estas hipótesis consideran la implementación tanto de las políticas existentes como de compromisos hechos públicos, orientados a impulsar el ritmo de la descarbonización de la economía para alcanzar los objetivos de cambio climático del Acuerdo de la Cumbre de París y de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas. 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. Esto requerirá a las empresas una estrategia de adaptación a la transición energética que Repsol ha iniciado ya (ver Nota 3.5.2). Asimismo, estas hipótesis son consistentes con las consideradas para definir la estrategia de Repsol y con los objetivos contemplados en el Plan Estratégico (PE24-27).

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	2024	2023
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN⁽¹⁾		
EE.UU.	8,8%	8,8%
Latinoamérica ⁽²⁾	8,8% - 37,6%	8,8% - 37,6%
Europa, África y resto del mundo ⁽²⁾	8,8% - 12,5%	8,6% - 14,6%
INDUSTRIAL⁽³⁾	6,8% - 9,5%	7,2% - 10,5%
CLIENTE⁽³⁾	6,0% - 9,7%	6,5% - 9,9%
GBC⁽³⁾	6,5% - 7,6%	7,0% - 8,3%

⁽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 2023, por la menor tasa de interés libre de riesgo (bajada de tipos de los bancos centrales), menor riesgo crediticio y, en algunos casos, también menor riesgo país.

El valor recuperable de los activos calculado con el coste medio ponderado del capital empleado después de impuestos de la tabla anterior no difiere 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 13%, Industrial 12%, Cliente 14% y GBC 8%.

Deterioros registrados

En 2024 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 reversible de inmovilizado intangible ⁽¹⁾	15	(51)
Deterioro reversible del inmovilizado material ⁽²⁾	16	(1.002)
Deterioros reversibles de inversiones contabilizadas por el método de la participación ⁽³⁾	17	6

⁽¹⁾ No se incluyen deterioros de inversiones exploratorias no exitosas reconocidos en el transcurso normal de las operaciones (ver Nota 4.6) por importe de -20 millones de euros (reconocidas en "Otro inmovilizado intangible").

⁽²⁾ Incluye deterioros reconocidos sobre activos clasificados como mantenidos para la venta (ver Nota 18).

⁽³⁾ Antes de impuestos.

Las dotaciones, netas de reversiones, han ascendido a -1.047 millones de euros antes de impuestos (-457 millones de euros después de impuestos)²⁰. Las principales UGEs sujetas a dotaciones o reversiones de deterioro son:

- Exploración y Producción. Se reconocen deterioros netos por importe de -1.515 millones de euros, fundamentalmente en: (i) activos USA, dotaciones de -835 millones de euros por el impacto de los menores precios de los hidrocarburos y la revisión a la baja de los volúmenes futuros producidos, (ii) en Colombia, deterioro de -386 millones de euros en activos en los que se ha alcanzado un acuerdo para su venta (ver Nota 18) y (iii) en Reino Unido, dotaciones de -139 millones de euros por los menores precios de los hidrocarburos.
- Industrial. En los activos del negocio de Refino en España se han reconocido reversiones por importe de +377. Las reversiones se producen como consecuencia de las menores tasas de descuento WACC (7,9%, desde 9,0% en 2023) y la evolución del marco fiscal (ver Nota 7), que había sido considerado en los flujos de caja futuros del test de deterioro del ejercicio 2023. Adicionalmente, se han reconocido reversiones en Refino Perú (+94 millones de euros), principalmente por las menores tasas de descuento WACC (8,7%, desde 9,5% en 2023) y la mayor destilación prevista, y en el negocio de Mayorista y Trading de gas Norteamérica (+99 millones de euros), por las menores tasas de descuento WACC (6,8%, desde 7,2% en 2023) y revisión a la baja de las tarifas de los contratos de transporte.
- Cliente. Deterioros en activos de movilidad México (-24 millones de euros), ante la previsión de unos menores volúmenes y márgenes en la comercialización de carburantes.
- GBC. Deterioros en activos (-70 millones de euros antes de impuestos) principalmente en Italia y Chile.

El valor recuperable de los activos deteriorados en 2024, fundamentalmente activos de Exploración y Producción, asciende aproximadamente a 3.800 millones de euros.

²⁰ En 2023 las dotaciones, netas de reversiones, ascendieron a -739 millones de euros antes de impuestos.

5.2 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 %	1.992	1.621
	10 %	1.143	945
	(10) %	(1.363)	(1.218)
	(20) %	(3.042)	(2.667)
Variación en la producción de hidrocarburos	10 %	970	860
	(10) %	(1.163)	(1.151)
Variación en los precios (+/-20%) y la producción de hidrocarburos (+/-10%)	+	2.415	2.014
	-	(4.705)	(4.169)
Variación en los márgenes de Industrial ⁽²⁾ , Cliente y GBC	10 %	1.238	947
	(10) %	(2.336)	(1.772)
Variación en la tasa de descuento	+100 p.b.	(1.172)	(892)
	-100 p.b.	1.303	967

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

⁽²⁾ El margen de los negocios industriales incluye el coste del CO₂.

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 sendas de precios de los hidrocarburos del escenario *Net Zero Emissions* (NZE) 1,5°C de la Agencia Internacional de Energía publicado en el informe *World Energy Outlook 2024*²¹, que supondrían deterioros adicionales en torno a 3.600 millones de euros después de impuestos y minoritarios, fundamentalmente en el segmento de E&P.

[6] Resultado financiero

El detalle por naturaleza de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2024 y 2023 ha sido el siguiente:

Resultado financiero	Millones de euros	
	2024	2023
Ingresos financieros	341	425
Gastos financieros	(303)	(279)
Intereses netos ⁽¹⁾	38	146
Por tipo de interés	71	81
Por tipo de cambio	172	(222)
Otras posiciones	(23)	9
Variación de valor razonable en instrumentos financieros ⁽²⁾	220	(132)
Diferencias de cambio ⁽³⁾	(271)	242
Deterioro de instrumentos financieros ⁽⁴⁾	(43)	(114)
Actualización financiera de provisiones	(247)	(128)
Intereses intercalarios	230	158
Intereses arrendamientos ⁽⁵⁾	(198)	(171)
Otros	59	36
Otros ingresos y gastos financieros	(156)	(105)
RESULTADO FINANCIERO	(212)	37

⁽¹⁾ Incluye ingresos por intereses por instrumentos financieros valorados a coste amortizado por importe de 339 millones de euros (425 millones en 2023).

⁽²⁾ Incluye los resultados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados (ver Nota 13). En "Otras posiciones" se incluyen los resultados por valoración y liquidación de derivados sobre acciones en autocartera (ver Notas 10.2 y 13).

²¹ Dichas sendas consideran unos precios en términos reales de 44 \$/bbl en 2030 y 26 \$/bbl y 2050 para el crudo y de 2,4 \$/MBtu y 2,0 \$/MBtu, respectivamente, para el gas en Norteamérica. El escenario NZE 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.

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

(4) Incluye deterioros de préstamos otorgados a inversiones contabilizadas por el método de la participación: Canadá (Industrial) y Venezuela (E&P).

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

El resultado financiero es inferior al de 2023, debido principalmente a los menores ingresos por intereses (como consecuencia del menor volumen de las inversiones), el mayor gasto por actualización de provisiones y los mayores gastos por diferencias de cambio compensados parcialmente por la valoración a mercado de derivados.

[7] 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.

7.1 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 2024 es de 166, siendo las más significativas: Repsol, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol Trading, S.A., Repsol Química, S.A., Repsol Butano, S.A., 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 2024 es de 8, siendo las más significativas: Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), Repsol Customer Centric, S.L. y Repsol Industrial Transformation, S.L.

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

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individual o consolidada, estuvieron sujetas durante 2024 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%.

Adicionalmente, las entidades españolas del Grupo Repsol soportan el Gravamen Temporal Energético, como se indica en la letra c) siguiente.

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 2024 en las principales jurisdicciones en que opera el Grupo:

País	Tipo de Gravamen	País	Tipo de Gravamen
Argelia ⁽¹⁾	38%	Luxemburgo	25%
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⁾	22,5% - 31,5%
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 2025, el tipo máximo es el 30,5%.

⁽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, se han establecido límites más estrictos para la compensación de pérdidas y la aplicación de deducciones en cuota. En concreto, (i) se han restablecido los límites que fueron incluidos en la Ley del Impuesto sobre Sociedades por el Real Decreto-ley 3/2016, y anulados por la sentencia del Tribunal Constitucional 11/2024, de 18 de enero, por los que la compensación de bases imponibles negativas queda limitada al 25% de la base imponible del ejercicio y las deducciones por doble imposición interna e internacional se limitan al 50% de la cuota íntegra del ejercicio; y (ii) se ha extendido a 2024 y 2025 la medida, inicialmente aprobada para 2023, que limita al 50% la compensación de pérdidas en grupos de consolidación fiscal (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 Reino Unido, el Gobierno ha endurecido el Energy Profits Levy con efectos 1 de noviembre de 2024, aumentando el tipo del 35 al 38% y eliminando el incentivo a las inversiones. Asimismo, ha anunciado su intención de extender la aplicación del tributo hasta 2030.

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 e Indonesia ya han aprobado normativa nacional, b) Brasil está en proceso de tramitación, c) 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 nueva administración Trump ha anunciado la no aplicación del Pilar II y la elaboración de un listado de medidas de protección para aquellos supuestos que afecten negativamente a las empresas estadounidenses. Los países que no se encuentran dentro del Marco Inclusivo, como Argelia, Bolivia, Libia o Venezuela, no se espera que introduzcan normativa al respecto.

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 nueva 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 2024 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 durante dos años. Este gravamen es una medida nacional equivalente a la Contribución Solidaria Temporal establecida en la Unión Europea para gravar los beneficios extraordinarios de la guerra en Ucrania (Reglamento 2022/1854, del Consejo, de 6 de octubre de 2022). El gravamen es el 1,2% del importe neto de la cifra de negocios (INCN) derivada de la actividad desarrollada por el Grupo en España en los ejercicios 2022 y 2023, con ciertos ajustes. El Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, prorrogó a 2024 el GTE, previendo el establecimiento de un incentivo por inversiones y su reconfiguración para su plena integración en el sistema tributario con carácter permanente. La Ley 7/2024, de 20 de diciembre, derogó el GTE. A continuación, el Real Decreto-ley 10/2024, de 23 de diciembre de 2024, estableció un nuevo GTE para gravar las operaciones de 2024. El 22 de enero de 2025 el Congreso de los Diputados rechazó la convalidación de este último Decreto-ley, que ha quedado derogado.

Aunque Repsol considera que el GTE tiene la naturaleza de un impuesto que recae sobre la renta o beneficio de la Compañía, la carga fiscal correspondiente a las operaciones realizadas en 2023 se ha registrado, 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 (443 millones de euros en 2023 por el correspondiente a las operaciones realizadas en 2022), habiéndose pagado en febrero y septiembre de 2024. Adicionalmente, se han registrado provisiones por riesgos por importe de -115 millones de euros (-143 millones de euros en 2023).

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 7.4).

7.2 Gasto devengado contablemente por impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el impuesto sobre beneficios para los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

Gasto por impuesto sobre beneficios	Millones de euros	
	2024	2023
Impuesto corriente por resultados del ejercicio ⁽¹⁾	(1.133)	(1.250)
Impuesto diferido del ejercicio ⁽²⁾	406	733
Ajustes de ejercicios anteriores y otras regularizaciones ⁽³⁾	165	(564)
Total (gasto)/ingreso por impuesto sobre beneficios	(562)	(1.081)

⁽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 (entre otros, movimientos de provisiones fiscales y activos por impuestos diferidos, regularización del importe estimado del impuesto del año anterior...)

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	
	2024	2023
Resultado antes de Impuesto sobre beneficios (IS)	2.172	4.365
Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	439	34
Resultado antes de IS y de resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	1.733	4.331
Tipo nominal general del IS en España	25%	25%
(Gasto)/Ingreso por IS al tipo nominal general español	(433)	(1.083)
Mayor gasto por IS por ajuste a tipos nominales diferentes al general español ⁽¹⁾	(303)	(575)
Mayor gasto por IS derivado de gastos no deducibles ⁽²⁾	(116)	(183)
Menor gasto por IS por aplicación de mecanismos para evitar la doble imposición ⁽³⁾	112	270
Menor gasto por IS por aplicación de deducciones e incentivos fiscales ⁽⁴⁾	91	33
Ingreso/(gasto) por IS por ajustes sobre impuestos diferidos ⁽⁵⁾	(178)	1.434
Ingreso/(gasto) por IS por reversión de provisiones por riesgos fiscales	223	(1.032)
Otros ⁽⁶⁾	42	55
(Gasto)/Ingreso por IS	(562)	(1.081)

⁽¹⁾ Resultados gravados en el extranjero o en España a tipos diferentes del 25% (régímenes 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 en Portugal y la aplicación del régimen de tonelaje en España.

⁽⁵⁾ Incluye fundamentalmente la regularización, tras revisión de su recuperabilidad, de activos por impuestos diferidos en España, EE.UU. y Luxemburgo.

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

7.3 Impuestos diferidos

a) *Impuestos diferidos registrados*

El Grupo presenta los activos y pasivos por impuestos diferidos por su importe neto en cada sociedad o entidad. 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	
	2024	2023
Bases imponibles negativas por pérdidas, deducciones y similares (pendientes de aplicar)	3.866	4.035
Diferencias entre amortizaciones contables y fiscales	(1.560)	(2.154)
Provisiones por desmantelamiento de campos e instalaciones (pendientes de aplicar)	1.083	1.041
Provisiones para el personal y otras (pendientes de aplicar)	854	926
Otros impuestos diferidos	(159)	51
Total impuesto diferido	4.084	3.899
Provisiones por riesgos relacionados con el impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾	(2.337)	(2.551)
Impuesto diferido neto y otros fiscales	1.747	1.348

⁽¹⁾ El movimiento de las provisiones por riesgos relacionados con el impuesto sobre beneficios es el siguiente: (i) reversión con cargo a resultados 213 millones de euros, (ii) pagos 4 millones de euros, y (iii) diferencias de conversión y otros -2 millones de euros.

A continuación, se desglosa el movimiento de impuestos diferidos para los ejercicios 2024 y 2023:

Millones de euros	2024		2023	
	Saldo al inicio del ejercicio	Ingreso/(Gasto)	Saldo al inicio del ejercicio	Ingreso/(Gasto)
Saldo al inicio del ejercicio	3.899		2.026	
Ingreso/(Gasto) cuenta de pérdidas y ganancias	40	1.411		
Ingreso/(Gasto) en patrimonio neto	43	(54)		
Diferencias de conversión de saldos en moneda extranjera	58	(47)		
Otros ⁽¹⁾	44	563		
Saldo al cierre del ejercicio	4.084	3.899		

⁽¹⁾ En 2023 incluía los impuestos diferidos reconocidos por la integración de Repsol Resources UK y la adquisición de Asterion Energies S.L.. En 2024, corresponde principalmente a regularización de impuestos diferidos como consecuencia de la revisión de la valoración de los activos y pasivos adquiridos de Repsol Resources UK (ver Nota 24).

En España, en 2024 se recoge la baja por cobro de activos por impuestos diferidos de los ejercicios 2017 a 2020 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. Tanto en 2023 como en 2024 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, en 2024 descienden los activos netos por impuestos diferidos como consecuencia de la revisión de su recuperabilidad al cierre del ejercicio.

b) *Activos y otros créditos fiscales*

Los activos fiscales registrados correspondientes a bases imponibles negativas, deducciones y similares (pendientes de aplicar), que ascienden a 3.866 millones de euros, corresponden principalmente a:

País	Millones de euros	Caducidad legal	Estimación recuperabilidad
España ⁽¹⁾	2.539	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Reino Unido	498	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Estados Unidos	411	20 años / sin límite temporal	En su mayoría, en 10 años
Luxemburgo	265	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Portugal	56	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Argelia	47	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Resto	50	-	-
Total	3.866		

⁽¹⁾ Incluye, entre otras bases imponibles negativas, las generadas en el ejercicio 2024 afectadas por la limitación temporal del 50% en la compensación de pérdidas en grupos de consolidación fiscal establecido por la Ley 38/2022 y créditos fiscales pendientes de devolución tras 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 3/2006 (Ver Nota 7.4).

c) *Activos por impuestos diferidos no registrados*

A continuación, se desglosan los activos por impuestos diferidos netos no registrados al cierre del ejercicio 2024:

País	Millones de euros	Apertura por concepto		
		Bases imponibles negativas	Deducciones	Otros impuestos diferidos
Luxemburgo	2.558	2.558	—	—
Estados Unidos	1.277	1.188	—	89
Reino Unido	1.240	1.077	—	163
España ⁽¹⁾	892	287	201	404
Canadá	273	—	—	273
México	172	152	—	20
Portugal	63	—	63	—
Argelia	48	48	—	—
Singapur	11	11	—	—
Venezuela	4	—	—	4
Italia	3	3	—	—
Países Bajos	1	1	—	—
Brasil	1	1	—	—
Bolivia	1	1	—	—
Colombia	—	—	—	—
Total ⁽²⁾	6.544	5.327	264	953

NOTA: El importe correspondiente a 2023 ascendía a 6.096 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 2024).

⁽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 701 millones de euros: (i) Venezuela 585 millones de euros; (ii) Trinidad y Tobago 111 millones de euros y (iii) Bolivia 5 millones de euros.

7.4 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	2020 - 2024	Luxemburgo	2019 - 2024
Bolivia	2017 - 2024	México	2020 - 2024
Brasil	2019 - 2024	Noruega	2019 - 2024
Canadá	2021 - 2024	Países Bajos	2020 - 2024
Chile	2021 - 2024	Perú	2020 - 2024
Colombia	2019 - 2024	Portugal	2021 - 2024
España	2021 - 2024	Reino Unido	2019 - 2024
Estados Unidos	2021 - 2024	Singapur	2019 - 2024
Indonesia	2020 - 2024	Trinidad y Tobago	2018 - 2024
Italia	2019 - 2024	Venezuela	2018 - 2024
Libia	2016 - 2024		

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 2024, el Grupo tiene registrados 2.337 millones de euros por posiciones fiscales inciertas en impuestos sobre beneficios (2.551 millones de euros a 31 de diciembre de 2023). Adicionalmente, tiene reconocidas provisiones fiscales por importe de 560 millones de euros (396 millones de euros a 31 de diciembre de 2023), que se presentan en el epígrafe de "Otras provisiones" en la Nota 19. 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 2024 los principales litigios y reclamaciones de naturaleza fiscal que afectan al Grupo Repsol son los siguientes:

- *Bolivia*. En el litigio sobre la deducción de los pagos de regalías y participaciones hidrocarburíferas del impuesto a la renta, en 2024 adquirió firmeza la sentencia del Tribunal Supremo favorable a YPFB Andina, S.A. (ver Nota 17). Como resultado, ya no existe deuda tributaria pendiente en relación con este litigio.
- *Brasil*. Petrobras, como operadora de los consorcios Albacora Leste²², BMS 7, BMES 21 y BMS 9 en los que Repsol participa o participaba (en un 6%, 22%, 7% y 15%, neto Repsol, respectivamente), tuvo reclamaciones de la Administración tributaria por CIDE y PIS/COFINS²³ de los ejercicios 2008 a 2013, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de plataformas de exploración y servicios relacionados (Split contractual). Repsol Sinopec Brasil, S.A. (RSB, ver Nota 17) también tuvo reclamaciones de la Administración tributaria por los mismos conceptos e impuestos por los ejercicios 2009 y 2011.

En mayo de 2024 fue publicada una norma por la que se otorgan beneficios para el pago de las deudas relacionadas con las controversias antes mencionadas a cambio de desistir de los litigios correspondientes. En junio de 2024 tanto Petrobras como RSB se acogieron a dicha norma, poniendo fin a los litigios existentes.

²² Actualmente operada por Petro Rio S.A.

²³ CIDE: Contribuição sobre Intervenção no Domínio Econômico, PIS: Programa de Integração Social PIS y COFINS: Contribuição para o financiamento da seguridade social.

Por otra parte, RSB ha recibido actas regularizando el precio aplicado por Agri, B.V. y Guara, B.V. (ejercicios 2016 a 2019) 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, habiendo obtenido resolución firme favorable en segunda instancia administrativa respecto del ejercicio 2016, resolución favorable en primera instancia administrativa del ejercicio 2017 y resolución desfavorable en primera instancia administrativa respecto del ejercicio 2018.

- *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 todavía en discusión se refieren 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. En relación con los ejercicios 2007-2009, el pleito ha concluido con la estimación de la mayoría de las pretensiones de Repsol; el recurso del 2006 está pendiente de sentencia de la Audiencia Nacional. 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 la 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. Actualmente, el pleito está pendiente de sentencia de la Audiencia Nacional.
 - 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 han finalizado sin imposición de sanción y, en su mayor parte, con actas firmadas en conformidad que no generan pasivos significativos para el grupo. Sin embargo, se ha planteado una nueva discusión respecto de las deducciones para evitar la doble imposición por actividades e inversiones en el extranjero por lo que se ha interpuesto reclamación contra la liquidación que, actualmente, está pendiente de resolución por el Tribunal Económico-Administrativo Central.
 - Inspección del Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 2021 y 2022. Las actuaciones han tenido por objeto comprobar la corrección de las solicitudes de rectificación y devolución de ingresos indebidos presentadas por la inconstitucionalidad del Real Decreto-ley 3/2016 y han finalizado con un acta firmada en conformidad, acordando la devolución correspondiente a las medidas anuladas por el Tribunal Constitucional, y otra acta, firmada en disconformidad (sin deuda), relativa a medidas todavía no anuladas y que Repsol también considera contrarias a Derecho.
 - Inspección del Gravamen Temporal Energético de 2023. 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. Contra el acuerdo de liquidación se ha interpuesto reclamación económico-administrativa ante el Tribunal Económico-Administrativo Central.
- *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, 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:

- *España*. 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 ante el Tribunal Económico-Administrativo Central. Por último, la compañía también ha recurrido las liquidaciones administrativas correspondientes a la comprobación del GTE pagado en 2023.
- *España*. 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 ha solicitado la devolución de lo indebidamente ingresado por este concepto, encontrándose los recursos pendientes de sentencia judicial (en su mayor parte, en la Audiencia Nacional).
- *España*. 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, si bien frente a dichas sentencias el Estado español ha planteado incidente de nulidad. Repsol ha solicitado la devolución de las cantidades que considera indebidamente ingresadas por este concepto, estando los recursos pendientes de sentencia judicial (en su mayor parte, en la Audiencia Nacional).
- *Indonesia*. Las autoridades fiscales de Indonesia consideran que no es aplicable el tipo reducido de los convenios para evitar la doble imposición en el "branch profit tax" que deben pagar los establecimientos permanentes que el Grupo tiene en el país. La Compañía ha pagado el impuesto conforme al criterio de la administración indonesia, siguiendo la práctica del sector, y ha interpuesto recursos para obtener la devolución de lo ingresado en exceso sobre lo previsto en el convenio, recursos que se encuentran en fase administrativa o en vía judicial. Adicionalmente, se ha solicitado el inicio de procedimientos amistosos entre administraciones tributarias para garantizar la aplicación del convenio para evitar la doble imposición.

[8] Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el que se detalla a continuación:

Beneficio por acción [BPA]	2024	2023
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	1.756	3.168
Ajuste del gasto por intereses del bono perpetuo subordinado (millones de euros)	(60)	(60)
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones)	1.183	1.264
BPA básico y diluido (euros/acción)	1,43	2,46

ESTRUCTURA FINANCIERA Y RECURSOS FINANCIEROS

[9] Estructura financiera

La estructura financiera objetivo tiene en cuenta una ratio de apalancamiento que garantice la solidez financiera del Grupo, definida como relación entre la deuda neta y el capital empleado. El cálculo de la citada ratio a 31 de diciembre de 2024 y 2023 se desglosa a continuación (para más información véase el Anexo III del Informe de gestión consolidado 2024):

Estructura financiera	Millones de euros	
	2024	2023
Patrimonio neto	29.099	29.070
Deuda financiera neta ⁽¹⁾	5.008	2.096
Capital empleado ⁽¹⁾	34.107	31.166
Ratio de Apalancamiento (%)	14,7	6,7

⁽¹⁾ Medida Alternativa de Rendimiento. Para la conciliación de estas magnitudes con las NIIF-UE véase el Anexo III del Informe de Gestión consolidado 2024.

[10] Patrimonio neto

Patrimonio neto	Millones de euros	
	2024	2023
Fondos propios:	25.883	26.150
Capital social	1.157	1.217
Prima de emisión, reservas y dividendos:	20.681	19.485
Prima de emisión	4.038	4.038
Reserva legal ⁽¹⁾	235	314
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas ⁽²⁾	16.437	15.163
Dividendo y remuneraciones a cuenta	(29)	(30)
Acciones y participaciones en patrimonio propias	(2)	(8)
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	1.756	3.168
Otros instrumentos de patrimonio	2.291	2.288
Otro resultado global acumulado:	606	47
Instrumentos de patrimonio con cambios en otro resultado global	(22)	(22)
Operaciones de cobertura	(394)	40
Diferencias de conversión	1.022	29
Intereses minoritarios	2.610	2.873
TOTAL PATRIMONIO NETO	29.099	29.070

⁽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.

⁽²⁾ Este epígrafe incluye el traspaso del resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante correspondiente a 2024 y 2023, respectivamente. 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 2024 y 2023 por 650 y 590 millones, respectivamente.

10.1 Capital social

El capital social a 31 de diciembre de 2024 y 2023 estaba representado por 1.157.396.053²⁴ y 1.217.396.053 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.

Según la última información disponible en Febrero de 2025, 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⁾	—	6,031	0,170	6,201
Norges Bank	4,959	—	0,012	4,971
Millennium Group Management LLC	—	—	1,013	1,013

⁽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 octubre de 2024 sobre la cifra de capital social de 1.177.396.053 acciones.

²⁴ Capital social tras la ejecución de dos reducciones de capital en julio y noviembre mediante la amortización de 60 millones de acciones propias en total.

A 31 de diciembre de 2024 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
1.157.396.053	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	11,690	11,660	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 4.6 del Informe de gestión consolidado 2024.

10.2 Acciones y participaciones en patrimonio 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 y participaciones en patrimonio propias <i>Millones de euros (importe)</i>	2024			2023		
	Nº Acciones	Importe	% capital	Nº Acciones	Importe	% capital
Saldo al inicio del ejercicio	578.697	8	0,05 %	225.565	3	0,02 %
Compras en mercado ⁽¹⁾	81.598.000	1.122	7,05 %	146.655.088	2.107	12,05 %
Ventas en mercado ⁽¹⁾	(21.988.677)	(297)	1,90 %	(36.301.956)	(541)	2,98 %
Reducciones de capital	(60.000.000)	(831)	5,18 %	(110.000.000)	(1.561)	9,04 %
Saldo al cierre del ejercicio	188.020	2	0,02 %	578.697	8	0,05 %

⁽¹⁾ En 2024 y 2023 "Compras mercado" incluye las compras realizadas al amparo de los Programas de Recompra de acciones propias para su amortización (un total de 55 millones de acciones en 2024 y 85 millones de acciones en 2023). También en 2024 y 2023 "Compras mercado" y "Ventas Mercado" incluyen las acciones adquiridas y entregadas en el marco del Plan de Adquisición de Acciones y de los Planes de compra de acciones por los beneficiarios de los programas de retribución variable plurianual (en 2024 se han entregado 1,59 millones de acciones de acuerdo con lo establecido en cada uno de los planes descritos en la Nota 28.4), 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 2024, la sociedad mantiene derivados sobre acciones propias (ver Nota 13).

10.3 Dividendos, retribución al accionista y reducciones de capital

La retribución en efectivo a los accionistas de Repsol, S.A. durante 2024 ha ascendido a 0,90 euros brutos por acción:

- En enero se ha pagado una retribución en efectivo de 0,40 euros brutos por acción, correspondientes a: (i) la cantidad de 0,375 euros brutos por acción con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos; y (ii) la cantidad de 0,025 euros brutos por acción, en concepto de dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2023. El importe total pagado ha ascendido a 487²⁵ millones de euros.
- En julio se ha pagado un dividendo complementario de 0,50 euros brutos por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2023, por importe total de 588²⁸ millones de euros

Por último, se han ejecutado dos reducciones de capital mediante la amortización de 60 millones de acciones propias:

- En julio, se ha ejecutado la reducción de capital, mediante la amortización de 40 millones de acciones propias de un euro de valor nominal cada una, aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas 2024, dentro del punto séptimo del orden del día.
- En noviembre, se ha ejecutado la reducción de capital, mediante la amortización de 20 millones de acciones propias de un euro de valor nominal cada una, acordada por el Consejo de Administración de 23 de julio de 2024, al amparo del acuerdo aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas 2024 dentro del punto octavo del orden del día.

Durante 2023 la retribución en efectivo al accionista ascendió a 0,70 euros por acción.

²⁵ Remuneración pagada a las acciones en circulación de Repsol, S.A. con derecho a percibir el dividendo.

Remuneración al accionista en 2025

El 14 de enero de 2025 se ha pagado a los accionistas un total de 0,475 euros brutos por acción, correspondientes a: (i) la cantidad de 0,45 euros brutos por acción con cargo a reservas voluntarias (aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas 2024, dentro del punto sexto del orden del día) y (ii) la cantidad de 0,025 euros brutos por acción, en concepto de dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2024 (aprobado formalmente por el Consejo de Administración de 18 de diciembre de 2024). El importe total pagado ha ascendido a 550²⁶ millones de euros, registrado a 31 de diciembre de 2024 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 2025 de una retribución complementaria a los accionistas (adicional a la pagada en enero de 2025) con cargo a reservas voluntarias de 0,5 euros brutos por acción que está previsto tenga lugar el 8 de julio de 2025. Adicionalmente, ha acordado proponer a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas una reducción de capital mediante la amortización de las siguientes acciones propias: (i) acciones propias cuyo valor de mercado²⁷ conjunto no exceda de 50 millones de euros y que hayan sido adquiridas mediante la liquidación de derivados sobre acciones propias contratados por la Sociedad; y (ii) las acciones que se adquieran mediante un programa de recompra de acciones con una inversión máxima neta de 300 millones de euros

10.4 Otros instrumentos de patrimonio²⁸

El Grupo tiene emisiones vivas de bonos subordinados, cuyo importe nominal total a 31 de diciembre de 2024 y 2023 asciende a 2.250 millones de euros, que se han reconocido en el epígrafe "Otros instrumentos de patrimonio", por considerar que no cumplen las condiciones para su consideración contable como pasivo financiero, dado que su amortización y el pago de cupones quedan a discreción de Repsol. El gasto financiero neto de impuestos por el cupón de los bonos subordinados se ha registrado en el epígrafe "Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas" por importe de -60 millones de euros (-60 millones de euros en 2023).

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

- 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 han sido 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 <i>swap</i> a 5 años aplicable más un diferencial adicional según los términos y condiciones de los bonos.

- RIF emitió en 2020 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 y cotizan en la Bolsa de Luxemburgo y sus principales características son las siguientes:

	Serie 1	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 <i>swap</i> 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 <i>swap</i> a 5 años aplicable más un diferencial adicional según los términos y condiciones de los bonos.

²⁶ Remuneración pagada a las acciones en circulación de Repsol, S.A. con derecho a percibir el dividendo.

²⁷ El valor de mercado se calculará empleando el precio de cotización de la acción de la Sociedad en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia a la apertura de la sesión bursátil del día o días en que se adquieran las acciones propias por la liquidación de los referidos derivados.

²⁸ Los bonos subordinados perpetuos no contienen cláusulas de vencimiento anticipado, con excepción de los supuestos de disolución o liquidación.

De acuerdo con los términos y condiciones de las emisiones, el emisor puede diferir los pagos de cupones, sin que ello suponga una causa de incumplimiento. Los cupones así diferidos serán acumulativos y deberán ser abonados en ciertos supuestos definidos en los términos y condiciones de las emisiones (folletos informativos disponibles en www.repsol.com).

10.5 Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2024 y 2023 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.	Resto	Total
Saldo a 31 diciembre 2022	—	423	220	36	679
Dividendos distribuidos	(53)	(27)	(4)	(5)	(89)
Resultado del ejercicio	47	20	41	8	116
(Inversiones)/Desinversiones ⁽¹⁾	1.648	247	—	(4)	1.891
Otros movimientos	(59)	336	—	(1)	276
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 ⁽²⁾	61	156	—	(2)	215
Saldo a 31 diciembre 2024	1.241	1.091	238	40	2.610

NOTA: En Repsol E&P S.a.r.l. el socio minoritario es EIG, que a 31 de diciembre de 2024 participa en un 25%. 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 y al grupo The Renewables Infrastructure Group -TRIG). 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.

⁽¹⁾ En 2023, incluye el impacto en minoritarios por: (i) la venta del 25% de los activos del negocio de Exploración y Producción a EIG por 3.350 millones de dólares (que tuvo un impacto en "Reservas de ejercicios anteriores y otras reservas" de 887 millones de euros) y (ii) la venta del 49% de una cartera de activos renovables en España a Pontegadea por 363 millones de euros (con impacto en "Reservas de ejercicios anteriores y otras reservas" de 32 millones de euros).

⁽²⁾ Incluye en el subgrupo Repsol Renovables, S.A., las aportaciones de capital realizadas por el socio Janus Renewables, S.L. por importe de 183 millones de euros (292 millones de euros en 2023).

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.	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Millones de euros						
Activo no corriente	17.405	18.097	7.101	4.569	1.329	1.126
Activo corriente	2.262	2.095	328	943	1.379	1.721
Total Activo	19.667	20.192	7.429	5.522	2.708	2.847
Minoritarios	—	—	448	475	—	—
Pasivo no corriente	11.328	11.287	3.490	1.968	178	76
Pasivo corriente	3.377	2.549	892	960	838	958
Total Pasivo	14.705	13.836	4.830	3.430	1.016	1.034
Resultado de explotación	39	1.459	12	89	1	291
Resultado antes de impuestos	47	1.256	(162)	56	2	310
Resultado del ejercicio	(484)	405	(156)	16	13	292

[11] Recursos financieros

11.1 Pasivos financieros

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

Pasivos financieros	Millones de euros	
	2024	2023
Pasivos financieros no corrientes:		
Pasivos financieros no corrientes	9.433	8.350
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	494	273
Pasivos financieros corrientes:		
Pasivos financieros corrientes	2.945	3.314
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽²⁾	256	172
TOTAL	13.128	12.109

⁽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 2024 y 2023, es el siguiente:

Detalle pasivos financieros	31 de diciembre de 2024 y 2023									
	A VR con cambio en resultados ⁽⁴⁾		A VR con cambios en Otro resultado global ⁽⁴⁾		A coste amortizado		Total		Valor Razonable ⁽⁴⁾	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Millones de euros										
Bonos	—	—	—	—	4.903	4.807	4.903	4.807	4.706	4.525
Préstamos	—	—	—	—	3	80	3	80	3	79
Pasivos por arrendamientos	—	—	—	—	2.986	2.455	2.986	2.455	n/a	n/a
Deudas con entidades de crédito ⁽¹⁾	408	—	—	—	1.105	1.006	1.513	1.006	1.510	993
Derivados	68	40	454	235	—	—	522	275	—	—
No corrientes	476	40	454	235	8.997	8.348	9.927	8.623		
Bonos y ECP ⁽²⁾	—	—	—	—	1.549	1.142	1.549	1.142	1.556	1.120
Préstamos	—	—	—	—	181	163	181	163	181	163
Pasivos por arrendamientos	—	—	—	—	619	516	619	516	n/a	n/a
Deudas con entidades de crédito	6	—	—	—	425	393	431	393	430	392
Derivados	172	276	244	57	—	—	416	333	—	—
Otros pasivos financieros ⁽³⁾	—	—	—	—	5	939	5	939	—	—
Corrientes	178	276	244	57	2.779	3.153	3.201	3.486		
TOTAL ⁽⁴⁾	654	316	698	292	11.776	11.501	13.128	12.109		

NOTA: En relación con la jerarquía de valor razonable de los pasivos financieros medidos a valor razonable véase el apartado 11.3 de esta Nota.

⁽¹⁾ Incluye la financiación otorgada por el Banco Europeo de Inversiones y del Instituto de Crédito Oficial (ver Nota 11.4)

⁽²⁾ El incremento se debe a la emisión neta de cancelaciones de *Euro Commercial Paper* (ECP).

⁽³⁾ En 2023 incluía fundamentalmente el pasivo financiero reconocido a favor de Sinopec por el acuerdo para resolver el procedimiento arbitral existente y por el que Repsol adquirió a Sinopec su participación accionarial del 49% en RRUK. Este importe ha sido desembolsado en 2024 (Ver Nota 11.6).

⁽⁴⁾ En el apartado "Valor razonable de los instrumentos financieros" de esta Nota se informa de la clasificación de los instrumentos financieros por niveles de jerarquía de valor razonable.

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

Financiación media y coste	2024		2023	
	Saldo medio	Coste medio ⁽¹⁾	Saldo medio	Coste medio ⁽¹⁾
Millones de euros				
Bonos	6.871	2,18 %	6.537	1,94 %
Deudas con entidades de crédito	2.164	4,67 %	1.429	4,27 %
Préstamos y otros pasivos financieros	285	6,38 %	751	5,23 %
TOTAL	9.320	2,88 %	8.718	2,61 %

NOTA: No incluye pasivos por arrendamientos ni derivados.

⁽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.

11.2 Bonos

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2024²⁹:

Movimiento	Fecha de emisión	Entidad emisora	Nominal (M€)	Precio	Cupón fijo anual %	Vencimiento
Emisión	Sep-24	Repsol Europe Finance, S.à.r.l.	850	99,497%	3,625%	Sep-34
Cancelación	Oct-20	Repsol International Finance, B.V.	850	99,753%	0,125%	Oct-24

Detalle de bonos vivos a 31 de diciembre de 2024, todos ellos garantizados por Repsol, S.A.:

ISIN	Entidad emisora	Fecha de emisión	Moneda	Nominal (millones)	Tipo medio %	Vencimiento	Cotiza ^(b)
XS1148073205 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	Dic-14	Euro	500	2,250%	Dic-26	LuxSE
XS1207058733 ⁽²⁾	Repsol International Finance, B.V.	Mar-15	Euro	726	4,500%	Mar-75	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
XS2156581394 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	Abr-20	Euro	750	2,000%	Dic-25	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

NOTA: No incluye los bonos subordinados perpetuos, que califican como instrumentos de patrimonio emitidos por RIF en junio de 2020 y marzo de 2021 por un importe vivo nominal a 31 de diciembre de 2024 de 1.500 y 750 millones de euros, respectivamente (ver Nota 10.4).

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

⁽²⁾ Bono subordinado (no corresponde a ningún programa abierto o de emisión continua de deuda) con cupón revisable el 25 de marzo de 2025 y el 25 de marzo de 2045. En marzo de 2025, Repsol International Finance, B.V. amortizará el saldo remanente de esta emisión por su valor nominal más los intereses devengados y no pagados hasta la fecha (ver Nota 31).

⁽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 V del Informe de Gestión consolidado 2024) 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 saldo vivo a 31 de diciembre de 2024 de 743 millones de euros (246 millones de euros al 31 de diciembre de 2023).

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 y de transición), como instrumentos vinculados a compromisos sostenibles de Compañía (*Sustainability-Linked Bonds* o SLB, en sus siglas en inglés).

Condiciones y obligaciones financieras de la deuda

En general, la deuda financiera incorpora cláusulas de vencimiento anticipado de uso general 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 4.950 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 los términos y condiciones de las emisiones, el banco depositario-fiduciario ("*Trustee*") 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,

²⁹ Principales emisiones, recompras o reembolsos del ejercicio 2023: (i) en mayo RIF canceló a su vencimiento el bono emitido por un nominal de 300 millones de euros y un cupón variable referenciado al Euribor 3 meses + 70 puntos básicos, (ii) entre los meses de enero y junio se recompró y canceló parcialmente el bono subordinado emitido por Repsol International Finance B.V. (RIF) el 23 de marzo de 2015, con un cupón fijo del 4,5%, por importe nominal recomprado de 274 millones de euros.

puede 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.

- El bono subordinado emitido por RIF con la garantía de Repsol, S.A. en marzo de 2015 por importe nominal total de 1.000 millones de euros (cuyo saldo a 31 de diciembre de 2024 asciende a 726 millones de euros), no contiene cláusulas de vencimiento anticipado, con excepción de los supuestos de disolución o liquidación. Estas mismas condiciones aplican a los bonos subordinados emitidos en junio de 2020 y en marzo de 2021 por un importe nominal de 2.250 millones de euros descritos en la Nota 10.4.

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 2024 y 2023 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.

11.3 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	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3 ⁽¹⁾		Total	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
<i>Millones de euros</i>								
A VR con cambios en resultados	47	61	600	237	7	18	654	316
A VR con cambios en otro resultado global	70	5	104	1	524	286	698	292
TOTAL	117	66	704	238	531	304	1.352	608

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

<i>Millones de euros</i>	2024
Saldo al inicio del ejercicio	304
Ingresos y gastos reconocidos en la cuenta de pérdidas y ganancias	(28)
Ingresos y gastos reconocidos en patrimonio	241
Diferencias de conversión	14
Saldo al cierre del ejercicio	531

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.

Durante los ejercicios 2024 y 2023 no se han producido traspasos entre niveles de jerarquía en los instrumentos financieros.

11.4 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 2024 Credit Agricole, BBVA, Banco Sabadell y el Instituto de Crédito Oficial (ICO) han concedido 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). El Grupo ha contratado una cobertura para cubrir el tipo de interés de esta financiación (ver Nota 13).

En julio 2023 Repsol firmo un préstamo con el 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 ha realizado en enero de 2024 por importe de 400 millones de euros y vencimiento 12 años. El Grupo ha contratado una cobertura para cubrir el valor razonable de esta financiación (ver Nota 13). En enero de 2025 se han dispuesto los 175 millones de euros restantes con un vencimiento a 7 años.

En 2023 el Banco Europeo de Inversiones (BEI) concedió un préstamo de 120 millones de euros a 12 años, para apoyar la construcción y explotación de la planta de biocombustibles avanzados de Cartagena; y el Instituto de Crédito Oficial (ICO) concedió un préstamo por 300 millones de euros a 12 años ligado a la transformación de las instalaciones industriales. A 31 de diciembre de 2024 el saldo dispuesto de estos préstamos asciende a 420 millones de euros.

11.5 Pasivos por arrendamientos

Los pasivos reconocidos³⁰ por las cuotas a pagar por arrendamientos ascienden a 3.605³¹ y 2.971 millones de euros a 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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 y Perú, que se describen en la Nota 16.

Durante 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 16).

11.6 Otros pasivos financieros - Liquidación del procedimiento arbitral con Sinopec

En 2024, se ha realizado el segundo y último pago de la contraprestación pactada en el acuerdo para la adquisición del 49% del Repsol Sinopec Resources, UK Ltd (RRUK) y la resolución del procedimiento arbitral existente con Sinopec (*Settlement and Share Purchase Agreement*). Dicha contraprestación estaba registrada en el epígrafe "Pasivos financieros corrientes". La totalidad de la contraprestación pagada en 2024 ha ascendido a 1.069 millones de dólares (986 millones de euros).

[12] 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	
	2024	2023
Activos no corrientes:		
Activos financieros no corrientes	1.533	1.562
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	47	99
Activos corrientes:		
Otros activos financieros corrientes ⁽²⁾	2.111	4.491
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽³⁾	167	252
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.758	4.129
TOTAL	8.616	10.533

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

⁽²⁾ La variación se explica fundamentalmente por la cancelación de depósitos durante el periodo.

⁽³⁾ Registrados en el epígrafe "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" (ver Nota 21) en "Otros deudores" del balance de situación.

³⁰ Los pasivos reconocidos no incluyen: (i) los pagos por arrendamiento variable, que no son significativos respecto a las cuotas fijas, (ii) 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 2025-2044 y cuyas cuotas estimadas futuras sin descontar ascenderían a 492 millones de euros siendo las más significativas las dos prórrogas quinquenales del contrato de arrendamiento de un buque por importe de 245 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 16 con *Emera Brunswick Pipeline* y *Maritimes & North East Pipeline*, y (iii) los contratos de arrendamiento firmados y no iniciados, cuyos pagos fijos futuros ascienden a 2 millones de euros en 2024 y 9 millones de euros en 2025 y siguientes.

³¹ Un 9% y un 7% corresponden a contratos cuyo vencimiento es superior a 15 años tanto en 2024 como en 2023.

El detalle de los activos a 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Detalle de Activos	A Valor Razonable con cambios en resultados		A VR con cambios en Otro resultado global		A coste amortizado ⁽⁵⁾		Total	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Millones de euros								
Instrumentos de patrimonio ⁽¹⁾	25	26	13	47	—	—	38	73
Derivados	17	39	40	69	—	—	57	108
Préstamos	—	—	—	—	706	752	706	752
Depósitos a plazo	—	—	—	—	25	177	25	177
Otros activos financieros ⁽²⁾	27	29	52	—	675	522	754	551
No corrientes	69	94	105	116	1.406	1.451	1.580	1.661
Derivados	339	116	26	197	—	—	365	313
Préstamos	—	—	—	—	243	127	243	127
Depósitos a plazo	—	—	—	—	1.653	3.882	1.653	3.882
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes ⁽³⁾	180	4	—	—	4.578	4.125	4.758	4.129
Otros activos financieros ⁽²⁾	1	1	—	—	16	420	17	421
Corrientes	520	121	26	197	6.490	8.554	7.036	8.872
TOTAL ⁽⁴⁾	589	215	131	313	7.896	10.005	8.616	10.533

NOTA: En relación con la jerarquía de valor razonable de los activos financieros medidos a valor razonable véase el apartado 12.2 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 2024 y 2023 en la columna "A coste amortizado" principalmente los saldos pendientes de cobro por la desinversión del 25% del negocio de E&P a EIG. Durante 2024 se han cobrado 173 millones de euros y se han renegociado las condiciones del precio aplazado hasta el fin del plazo de 3 años que contemplaba el acuerdo de venta con EIG, no existiendo riesgo de recuperación del mismo, ya que cuenta con la garantía de las acciones vendidas en 2023 (*collateral*). Adicionalmente, en 2023 incluía los saldos pendientes de cobro de la desinversión del 49% de una cartera de activos renovables en España a Pontegadea y que a la fecha ya han sido cobrados.

⁽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 2024 y 31 de diciembre de 2023 ascendían a 1.649 y 1.044 millones de euros a largo plazo y 7.197 y 7.722 millones a corto plazo, respectivamente, correspondientes a cuentas comerciales a cobrar netas de sus correspondientes deterioros.

⁽⁵⁾ Las partidas que no devengan intereses de forma explícita se valoran por su valor nominal, siempre que el efecto de no actualizar financieramente los flujos de efectivo no sea significativo.

La rentabilidad media³² devengada de los activos financieros (excluyendo el "Efectivo y otros activos líquidos equivalentes") asciende a un interés medio de 5,01% y 5,22% en 2024 y 2023, respectivamente.

12.1 Préstamos

En 2024 y 2023, 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 17) por importe de 922 y 879 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 2024, el saldo vivo dispuesto (sin intereses) de dicha línea de crédito asciende a 634 millones de dólares (166 millones de dólares abonados en 2024), siendo el saldo total a 31 de diciembre de 2024 de 369 millones de euros (970 millones de euros de saldo bruto y una provisión de 601 millones de euros) y a 31 de diciembre de 2023 de 377 millones de euros (ver Nota 26).

³² 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...).

En 2023 Repsol y PDVSA firmaron un acuerdo de gestión para la sociedad mixta Petroquiriquire con el objetivo de aumentar la producción y facilitar la recuperación de la deuda ligada a estos activos (ver Nota 26).

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

Vencimiento de préstamos	Millones de euros	
	2024	2023
2024	—	127
2025	243	294
2026	323	166
2027	6	1
2028	31	100
Años posteriores	346	191
TOTAL	949	879

12.2 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	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Millones de euros								
A VR con cambios en resultados	294	33	238	121	57	61	589	215
A VR con cambios en otro resultado global	79	129	9	136	43	48	131	313
TOTAL	373	162	247	257	100	109	720	528

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

Millones de euros	2024
Saldo al inicio del ejercicio	109
Ingresos y gastos reconocidos en la cuenta de pérdidas y ganancias	(3)
Ingresos y gastos reconocidos en patrimonio	29
Ventas	(35)
Saldo al cierre del ejercicio	100

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.

Durante los ejercicios 2024 y 2023 no se han producido traspasos entre niveles de jerarquía en los instrumentos financieros.

[13] Operaciones con derivados y coberturas

13.1 Coberturas contables

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 afecten 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 respecto a determinados activos en dólares en el segmento Exploración y Producción, cuyo notional a 31 de diciembre asciende a 791 millones de dólares (761 millones de euros en 2024 y 716 millones de euros en 2023).

El Grupo contrata derivados para cubrir la exposición a la variación de los flujos de efectivo en sus operaciones, entre las que destacan por su relevancia a cierre del 2024 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 permutas contratadas:

En 2014 por un nominal de 1.500³³ millones de euros para cubrir las emisiones de bonos realizadas 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).

En 2024 por un nominal de 348 millones de euros con vencimiento diciembre de 2038 y por las que el Grupo paga un tipo de interés fijo 2,346% y recibe un tipo variable (Euribor a 6 meses). Estas permutas financieras están designadas como instrumento de cobertura contable de la financiación otorgada para el desarrollo de una cartera de activos eólicos y solares en España.

- Coberturas del precio de gas. Se cubren flujos 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 2025 y 2029. A 31 de diciembre de 2024, su nominal asciende a 391 TBtu vendidos (equivalente a -1.188 millones de euros) y su valor razonable a -110 millones de euros (223 millones de euros a 31 de diciembre 2023).
- 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)³⁴. A 31 de diciembre de 2024, su nominal neto asciende a 73 millones de MWh vendidos, equivalentes a -1.745 millones de euros (47 millones de MWh vendidos, equivalentes a -874 millones de euros en diciembre 2023) y su valor razonable a -491 millones de euros (-277 millones de euros en 2023). El incremento se debe principalmente a la evolución de los precios en el periodo y a la contratación de nuevos derivados.

Adicionalmente, en 2024 el Grupo ha contratado una cobertura de valor razonable 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 están designadas sobre 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 11.4).

A continuación, se detalla el desglose de los instrumentos designados como cobertura contable a 31 de diciembre de 2024 y 2023:

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⁾	
	2024	2023	Activo no corriente		Activo corriente		Pasivo no corriente		Pasivo corriente		Total VR		2024	2023
Millones de euros	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Flujos de Efectivo:	(2.452)	(1.909)	33	69	26	178	(454)	(235)	(203)	(57)	(598)	(247)	(551)	215
De tipo de interés	401	173	2	9	—	—	—	(1)	—	—	2	11	—	(8)
De precio de producto	(2.901)	(2.082)	31	60	26	178	(454)	(234)	(202)	(57)	(599)	(258)	(550)	223
De tipo de cambio	48	—	—	—	—	—	—	—	(1)	—	(1)	—	(1)	—
Valor razonable:	400	—	7	—	—	—	—	—	—	—	7	—	—	—
De tipo de interés	400	—	7	—	—	—	—	—	—	—	7	—	—	—
Inversión Neta:	(761)	(716)	—	—	—	19	—	—	(41)	—	(41)	(56)	(60)	75
De tipo de cambio	(761)	(716)	—	—	—	19	—	—	(41)	—	(41)	(56)	(60)	75
TOTAL ⁽¹⁾	(2.813)	(2.625)	40	69	26	197	(454)	(235)	(244)	(57)	(632)	(303)	(611)	290

⁽¹⁾ Los métodos de valoración del valor razonable (VR) se describen en la Nota 11.3.

⁽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 2024 y 2023 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.

³³ En marzo de 2025, Repsol International Finance, B.V. amortizará el saldo remanente de la emisión de bonos subordinados emitidos en marzo de 2015 (ver Notas 11.1 y 31).

³⁴ Estos contratos tienen vencimientos entre 2025 y 2042 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 23 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 2024 y 2023 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	
	2024	2023	2024	2023
Millones de euros				
Saldo inicial a 31 de diciembre	40	(63)	(144)	(254)
Ganancias/(Pérdidas) por valoración imputadas a Otro resultado global	(312)	(56)	400	(8)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias ⁽¹⁾	(212)	1	(160)	48
Diferencias de conversión	(12)	—	(1)	—
Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	(1)	—	1	—
Efecto impositivo	39	14	(59)	(8)
Intereses minoritarios	64	—	(37)	—
Otros ⁽²⁾	—	—	40	159
Saldo final a 31 de diciembre	(394)	(104)	40	(63)

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

⁽²⁾ En 2023 incluye, principalmente, el impacto relacionado con la desinversión del 25% del negocio del E&P a EIG y del 49% de una cartera de activos renovables en España a Pontegadea.

Los saldos acumulados por tipología de instrumentos de cobertura a 31 de diciembre de 2024 y 2023 son:

Saldos acumulados de instrumentos de cobertura ⁽¹⁾	Reserva cobertura de flujos efectivo y Reservas de conversión	
	2024	2023
Millones de euros		
Cobertura de flujos de efectivo:	(394)	40
- De tipo de interés	(9)	(23)
- De precio de producto	(430)	49
- De tipo de cambio	(1)	—
- Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	10	9
- Efecto fiscal	36	5
Cobertura de inversión neta:	(104)	(63)
- De tipo de cambio	(158)	(102)
- Efecto fiscal	54	39

⁽¹⁾ Saldo neto de intereses minoritarios.

13.2 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 registran como 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 califican 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	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Millones de euros										
De tipo de cambio	—	—	198	42	—	—	(110)	(143)	88	(101)
De precio de producto	16	39	141	74	(41)	(40)	(53)	(115)	63	(42)
Derivados sobre acciones propias	1	—	—	—	(27)	—	(9)	(18)	(35)	(18)
TOTAL	17	39	339	116	(68)	(40)	(172)	(276)	116	(161)

El detalle de estos derivados por vencimiento a 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Vencimiento valores razonables	Millones de euros											
	2024						2023					
	2025	2026	2027	2028	Sig.	Total	2024	2025	2026	2027	Sig.	Total
De tipo de cambio	88	—	—	—	—	88	(101)	—	—	—	—	(101)
De precio de producto:	59	6	(8)	(2)	8	63	(41)	(3)	6	—	(4)	(42)
Futuros de compra ⁽¹⁾	1	(44)	(21)	(7)	1	(70)	(174)	(44)	(26)	(12)	(10)	(266)
Futuros de venta ⁽²⁾	65	45	16	7	—	133	198	43	29	11	5	286
Opciones	2	—	—	—	—	2	(1)	—	—	—	—	(1)
Swaps	(24)	5	—	1	1	(17)	(31)	1	2	1	2	(25)
Otros	15	—	(3)	(3)	6	15	(33)	(3)	1	—	(1)	(36)
Derivados sobre acciones propias	(9)	—	—	—	(26)	(35)	(18)	—	—	—	—	(18)
TOTAL	138	6	(8)	(2)	(18)	116	(160)	(3)	6	—	(4)	(161)

⁽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	Unidades físicas		VR (Millones de euros)		
	2024		2023		
	Unidades físicas	VR (Millones de euros)	Unidades físicas	VR (Millones de euros)	
EUAs/UKAs CO ₂ (miles toneladas)		12.036	(133)	14.111	(156)
Crudo (miles de barriles)		49.780	46	32.472	(64)
Gas (TBTU)		27	(33)	50	1
Electricidad (miles de MWh)		6.232	31	4.996	(39)
Productos		n.a.	19	n.a.	(8)
Total			(70)		(266)

⁽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	Unidades físicas		VR (Millones de euros)	
	2024		2023	
	Unidades físicas	VR (Millones de euros)	Unidades físicas	VR (Millones de euros)
EUAs/UKAs CO ₂ (miles toneladas)	8.124	160	14.187	146
Crudo (Miles de barriles)	44.894	(42)	34.910	72
Gas (TBTU)	25	32	182	14
Electricidad (Miles de MWh)	1.002	(3)	1.069	26
Productos	n.a.	(14)	n.a.	28
Total		133		286

En 2024 y 2023, el impacto de la valoración de los derivados de producto y de precio de CO₂ en el “Resultado de las operaciones” ha sido de 35 y 197 millones de euros de ingreso, respectivamente.

Durante 2024 y 2023 se ha llevado a cabo la contratación de *forwards* y *swaps* de divisa a corto plazo que han generado un resultado financiero positivo de 243 y negativo de -141 millones de euros, respectivamente, reconocidos en el epígrafe “Variación de valor razonable en instrumentos financieros” del resultado financiero (ver Nota 6).

Derivados sobre acciones propias

En 2024, se han contratado opciones sobre acciones de Repsol por un volumen total de 50 millones de acciones (25 millones por adquisición de opciones de compra a un precio de ejercicio de 17,41 euros por acción y 25 millones por venta de opciones de venta a un precio de ejercicio de 8,0 euros por acción). Estas opciones (conjuntamente denominadas “Reverse collar”) se valoran a valor razonable con cambios en la cuenta de pérdidas y ganancias. El impacto registrado en el epígrafe “Variación a valor razonable de instrumentos financieros” de la cuenta de pérdidas y ganancias ha ascendido a -26 millones de euros.

Adicionalmente se han contratado *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, lo que ha supuesto una entrada de caja de 71 millones de euros y un impacto por la valoración de estos derivados de -9 millones de euros en la cuenta de pérdidas y ganancias.

A 31 de diciembre de 2023, el Grupo tenía contratados *equity swaps* (con opción de liquidación por entrega física o diferencias) por un volumen de 25 millones de acciones con vencimiento contractual febrero y junio del 2024 y precio de contratación de 13,99 euros por acción. Estos instrumentos, valorados a valor razonable con cambios en el epígrafe de “Variación a valor razonable de instrumentos financieros” de la cuenta de pérdidas y ganancias han sido cancelados por

entrega física en 2024, lo que ha supuesto una salida de caja de 346 millones de euros y un impacto por la valoración de estos derivados de 9 millones de euros en la cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio.

[14] 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 afectados 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.

14.1 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. El dólar se ha apreciado en 2024 como consecuencia, principalmente, de un entorno de elevada incertidumbre y mayor fortaleza de la economía estadounidense. Para más información véase el apartado 3.1. del Informe de gestión consolidado 2024.

El tipo de cambio respecto del euro a 31 de diciembre de 2024 y 2023, ha sido:

Tipo de cambio €/€	31 diciembre 2024		31 diciembre 2023	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,04	1,08	1,11	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 ello, contrata instrumentos financieros derivados que tienen por objeto la cobertura económica a nivel consolidado de aquellas divisas para las que existe un 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 13.

La sensibilidad en el resultado y el patrimonio neto después de impuestos, como consecuencia del efecto en los activos y pasivos financieros poseídos por el Grupo a 31 de diciembre de 2024, 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	
		2024	2023
Efecto en el resultado	10%	5	17
	(10)%	(4)	(20)
Efecto en el patrimonio neto	10%	(63)	(76)
	(10)%	52	62

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. La política monetaria, aunque sigue siendo aun restrictiva, ha comenzado su ciclo de relajación. En concreto el Banco Central Europeo ha comenzado a reducir sus tipos de intervención en junio de 2024, mientras que la Reserva Federal ha optado por retrasar los descensos de tipos hasta septiembre. La divergencia esperada en la política monetaria se ha ampliado tras los resultados en las elecciones presidenciales norteamericanas.

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. Asimismo, 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 13).

A 31 de diciembre de 2024 la financiación (deuda bruta) a tipo fijo ascendía a 6.578 y (6.236 millones de euros en 2023). Este importe supone el 77% (72% en 2023), de la deuda bruta, excluyendo arrendamientos e incluyendo instrumentos financieros derivados de tipo de interés. Por otro lado, las inversiones financieras a tipo variable suponen un 15% del total, y su remuneración media se informa en la Nota 12.

La sensibilidad en el resultado y el patrimonio neto después de impuestos, como consecuencia del efecto en los activos y pasivos financieros poseídos por el Grupo a 31 de diciembre de 2024, 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	
		2024	2023
Efecto en el resultado	50 p.b.	11	23
	-50 p.b.	(11)	(23)
Efecto en el patrimonio neto	50 p.b.	10	4
	-50 p.b.	(11)	(4)

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 13).

A 31 de diciembre de 2024 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 después de impuestos por los cambios de valor sobre los derivados financieros:

Sensibilidad <i>commodities</i> ⁽¹⁾	Aumento (+) / disminución (-) en los precios de <i>commodities</i>	Millones de euros	
		2024	2023
Efecto en el resultado	+10%	50	19
	(10)%	(50)	(19)
Efecto en el patrimonio neto	+10%	(267)	(213)
	(10)%	268	215

NOTA: Una variación del +/-50% en los precios de los *commodities* supondría un impacto estimado de 247 y -249 millones de euros, respectivamente en el resultado neto y de -1.336 y 1.384 millones de euros, respectivamente en el patrimonio.

⁽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 impacto de 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 2024.

14.2 Riesgo de liquidez³⁵

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 2024 recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas suficientes para cubrir en 3,29 veces los vencimientos de su deuda a corto plazo.

La liquidez al fin del periodo se ha situado en 9.098 millones de euros (incluyendo líneas de crédito comprometidas no dispuestas), con el siguiente detalle:

	Millones de euros	
	2024	2023
Caja y bancos	3.406	2.743
Otros activos líquidos equivalentes	1.352	1.386
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.758	4.129
Depósitos a plazo de disponibilidad inmediata ⁽¹⁾	1.655	3.878
Líneas de crédito comprometidas no dispuestas	2.685	2.619
Liquidez	9.098	10.626

⁽¹⁾ Repsol contrata depósitos a plazo 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.

El Grupo, para dar facilidad de cobro a sus proveedores y acreedores, tiene contratos de *confirming* con entidades financieras que, si lo desean, pueden ofrecerles la posibilidad de solicitarles el adelanto del cobro de sus facturas emitidas a algunas sociedades del Grupo. Repsol no interviene en dichas transacciones, que se materializan entre el proveedor y la entidad financiera de forma ajena al Grupo y sin requerir su conocimiento ni consentimiento. Repsol no acuerda con los intermediarios financiación alguna de sus pagos por *confirming*, limitándose a hacer frente a los mismos a su vencimiento y, por tanto, ni suponen su baja contable ni el cambio de consideración como deuda comercial (registradas 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 22). Los términos y condiciones de estos contratos son similares con independencia del intermediario financiero permitiendo a los proveedores anticipar el cobro, sin emisión de garantías adicionales asociadas a dichos intermediarios financieros por parte de Repsol.

³⁵ Para información sobre las definiciones de los ratios de Liquidez y Solvencia y sus conciliaciones con las Medidas Alternativas de Rendimiento, véase el Anexo III del Informe de gestión consolidado 2024. Para información sobre la calificación crediticia véase el apartado 4.4 del Informe de Gestión consolidado 2024 y www.repsol.com.

	Millones de euros	
	2024	2023
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar	11.220	10.350
Saldos incluidos en acuerdos de <i>confirming</i> con intermediarios financieros	226	326
Saldos que han anticipado el cobro con intermediarios financieros	79	122

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 2024 y 2023:

Vencimiento pasivos financieros	Millones de euros							Millones de euros						
	2024							2023						
	2025	2026	2027	2028	2029	Sig.	Total	2024	2025	2026	2027	2028	Sig.	Total
Bonos y obligaciones ⁽¹⁾	1.551	499	748	—	645	3.010	6.453	1.146	1.477	499	748	—	2.081	5.951
Préstamos, deudas con entidades de crédito y otros ⁽¹⁾	614	51	131	147	127	1.063	2.133	1.584	211	74	102	103	599	2.673
Cuotas por arrendamiento ⁽¹⁾	760	633	552	500	401	1.825	4.671	576	510	430	405	377	1.595	3.894
Derivados ⁽²⁾	21	—	—	—	—	—	21	161	—	—	—	—	1	162
Proveedores	5.474	—	—	—	—	—	5.474	4.896	—	—	—	—	—	4.896
Otros acreedores	5.239	—	—	—	—	—	5.239	5.059	—	—	—	—	—	5.059

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 13. No incluye los derivados comerciales registrados en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" y "Otros acreedores" del balance de situación.

14.3 Riesgo de crédito³⁶

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 26.

La exposición al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por tipo de instrumento financiero, junto con el deterioro registrado a 31 de diciembre de 2024 para cada uno de ellos, se desglosa a continuación:

Riesgo de crédito	Saldo Bruto	Deterioro promedio	Deterioro	Saldo Neto 31/12/2024	Saldo Neto 31/12/2023
Activos financieros corrientes y Efectivo ⁽¹⁾	6.869	—	—	6.869	8.620
Activos financieros no corrientes	4.222	64 %	(2.689) ⁽²⁾	1.533	1.562
Otros activos corrientes y no corrientes	3.678	46 %	(1.708) ⁽²⁾	1.970	1.354
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	7.668	4 %	(304) ⁽²⁾	7.364	7.974

⁽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 2024 registrados en "Activos financieros no corrientes" corresponden principalmente a situaciones pendientes de litigios y procesos concursales (1.889 millones de euros) y a préstamos y líneas de crédito otorgadas a los negocios conjuntos en Venezuela (601 millones de euros). Los deterioros existentes a 31 de diciembre de 2024 registrados en "Otros activos corrientes y no corrientes" y en "Deudores y otras cuentas a cobrar", corresponden principalmente a cuentas a cobrar (a largo y corto plazo, respectivamente) vinculadas con la actividad en Venezuela (ver Notas 4.4 y 26), que en el ejercicio han supuesto una reversión neta de deterioro por importe de 118 millones de euros (ver Nota 26).

³⁶ 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 Petroquiriquire y Cardón IV, por su actividad en Venezuela, ver Nota 17).

Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

Las deudas comerciales se reflejan en el balance de situación a 31 de diciembre de 2024 y 2023 netas de deterioro, por un importe de 7.364 y 7.974 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	2024			2023
	Deuda	Deterioro	Saldo	Saldo
<i>Millones de euros</i>				
Deuda no vencida	7.081	(68)	7.013	7.550
Deuda vencida 0-30 días	157	(2)	155	233
Deuda vencida 31-180 días	68	(4)	64	60
Deuda vencida mayor a 180 días	362	(230)	132	131
TOTAL	7.668	(304)	7.364	7.974

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 3,58%. 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 por puesta en equivalencia (Petroquiriquire S.A. y Cardón IV S.A., ver Nota 17).

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 4.826 millones de euros a 31 de diciembre de 2024 y de 4.193 millones de euros en 2023. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 ascienden a 1.196 y 1.332 millones de euros, respectivamente.

OTROS ACTIVOS Y PASIVOS

[15] Inmovilizado intangible

La distribución entre segmentos de negocio de los activos del inmovilizado intangible a 31 de diciembre de 2024 y 2023 es:

Millones de euros	Coste Bruto		Amortización y deterioro acumulado		Coste Neto	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Exploración y Producción	1.902	2.196	(1.530)	(1.795)	372	401
Industrial	575	506	(324)	(274)	251	232
Cliente	1.539	1.438	(782)	(715)	757	723
GBC	1.634	994	(59)	(30)	1.575	964
Corporación	475	495	(305)	(338)	170	157
TOTAL	6.125	5.629	(3.000)	(3.152)	3.125	2.477

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 2024 y 2023 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	802	1.669	189	96	370	888	1.121	494	4.827	5.629
Amortización y deterioro	(302)	(1.400)	(128)	(83)	(215)	(497)	(189)	(338)	(2.850)	(3.152)
Coste neto 31/12/23	500	269	61	13	155	391	932	156	1.977	2.477
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 31/12/24	520	266	72	12	163	438	1.484	170	2.605	3.125

Fondo de comercio

En 2024 se ha reconocido el fondo de comercio generado en la adquisición de ConnectGen LLC, (42 millones de euros) y se ha actualizado el valor del fondo de comercio de RRUUK (-36 millones de euros) una vez completado de valoración de los activos y pasivos y de la asignación final del precio de compra (ver Nota 24). En 2023 se reconocieron fondos de comercio por la adquisición de Asterion Energies (59 millones de euros) y del 49% de RRUUK (36 millones de euros, según valoración inicial). En 2023, tras la venta de los negocios de E&P en Canadá y la liquidación y disolución de ROGCI, se dio de baja el fondo de comercio procedente de la adquisición en 2015 de Talisman con un impacto en la cuenta de pérdidas y ganancias de 370 millones de euros (277 millones de euros excluyendo la parte correspondiente a los intereses minoritarios).

En la Nota 5.2 se incorpora información adicional de los deterioros del periodo, así como del efecto que los cambios de las hipótesis clave tienen sobre el valor de los activos (incluyendo el fondo de comercio asignado a cada UGE).

El detalle por segmento y sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Fondo de comercio		Millones de euros
		2024
Exploración y Producción ⁽¹⁾		22
Ciente ⁽²⁾		402
Repsol Gas Portugal, S.A.		106
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		117
Repsol Portuguesa, S.A.		86
Repsol Comercializadora de Electricidad y Gas, S.L.U.		49
Otras compañías		44
GBC		96
LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.		52
ConnectGen LLC		44
TOTAL 2024 ⁽³⁾⁽⁴⁾		520
TOTAL 2023		500

⁽¹⁾ Corresponde a Noruega.

⁽²⁾ Corresponde a un total de 10 UGE (en otras compañías incluye una UGE del segmento Industrial).

⁽³⁾ Del total, 476 y 500 millones de euros en 2024 y 2023 corresponden a sociedades cuya actividad principal se desarrolla en Europa.

⁽⁴⁾ Incluye pérdidas de valor acumuladas por importe de 322 y 302 millones de euros en 2024 y 2023, respectivamente.

Otro inmovilizado intangible

El movimiento del coste bruto de "Otros activos intangibles" durante los ejercicios 2024 y 2023 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 2023	1.694	268	118	332	694	486	460	4.052
Inversiones ⁽¹⁾	52	16	4	38	104	89	56	359
Retiros o bajas	(3)	(100)	(10)	(15)	16	—	(22)	(134)
Diferencias de conversión	(54)	(8)	(4)	7	(1)	(2)	—	(62)
Variación del perímetro de consolidación	—	—	—	—	—	653	—	653
Reclasificaciones y otros	(20)	13	(12)	8	75	(105)	—	(41)
Saldo a 31 diciembre 2023	1.669	189	96	370	888	1.121	494	4.827
Inversiones ⁽¹⁾	70	9	2	39	107	25	39	291
Retiros o bajas ⁽²⁾	(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

⁽¹⁾ Las inversiones en 2024 y 2023 proceden de la adquisición directa de activos.

⁽²⁾ Incluye la baja de bonos exploratorios totalmente amortizados en EE.UU.

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 2024, las principales "Inversiones" corresponden a aplicaciones informáticas (destacando las de los negocios de Cliente -nuevos negocios, medios de pago, fidelización y mejora experiencia cliente- y en Corporación -renovación tecnológica y digitalización en funciones transversales y de apoyo a los negocios, análisis de datos, inteligencia artificial y ciberseguridad-) y en E&P a permisos exploratorios adquiridos en EE.UU. y México.

En 2024, los principales movimientos por "Variaciones del perímetro de consolidación" se corresponden con los derechos por permisos y licencias adquiridos en la combinación de negocio ConnectGen por importe de 529 millones de euros.

El movimiento de la amortización y las pérdidas de valor acumuladas durante los ejercicios 2024 y 2023 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 2023	(1.441)	(199)	(85)	(193)	(414)	(193)	(322)	(2.847)
Amortizaciones	(18)	(21)	(1)	(31)	(82)	(8)	(17)	(178)
Retiros o bajas	3	87	—	12	1	—	1	104
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(21)	—	—	—	—	(24)	—	(45)
Diferencias de conversión	48	5	3	(3)	1	(1)	—	53
Variación del perímetro de consolidación	—	—	—	—	—	—	—	—
Reclasificaciones y otros	29	—	—	—	(3)	37	—	63
Saldo a 31 diciembre 2023	(1.400)	(128)	(83)	(215)	(497)	(189)	(338)	(2.850)
Amortizaciones	(5)	(23)	(2)	(28)	(92)	(23)	(20)	(193)
Retiros o 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)

⁽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 de desarrollo de proyectos renovables no se amortizan, siendo evaluada la existencia de deterioro, al menos una vez al año.

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

El importe acumulado por deterioro a 31 de diciembre de 2024 y 2023, asciende a 698 y 651 millones de euros, respectivamente.

[16] Inmovilizado material

La distribución entre segmentos de negocio de los activos del inmovilizado material a 31 de diciembre de 2024 y 2023 es:

Millones de euros	Coste Bruto		Amortización y deterioro acumulado		Coste Neto	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Exploración y Producción	30.814	29.294	(19.282)	(16.992)	11.532	12.302
Industrial	24.996	23.225	(16.081)	(15.804)	8.915	7.421
Cliente	6.143	5.998	(3.959)	(3.832)	2.184	2.166
GBC	5.142	3.209	(245)	(154)	4.897	3.055
Corporación	889	953	(440)	(511)	449	442
TOTAL	67.984	62.679	(40.007)	(37.293)	27.977	25.386

Las principales categorías de activos materiales a 31 de diciembre de 2024 y 2023 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	25.951	1.928	1.410	2.346	24.352	2.008	3.730	954	62.679
Amortización y deterioro	(15.171)	(1.516)	(307)	(1.086)	(17.406)	(1.295)	—	(512)	(37.293)
Coste neto 31/12/23	10.780	412	1.103	1.260	6.946	713	3.730	442	25.386
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 31/12/24	9.431	330	1.771	1.536	8.806	1.062	4.592	449	27.977

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., Reino Unido, Perú y Noruega) y de exploración (principalmente en EE.UU., México e Indonesia).
- 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 derechos 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 2024 y 2023 es el siguiente:

Millones de euros	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	
Saldo a 1 enero 2023	26.314	1.953	1.099	2.233	23.407	2.011	2.292	1.043	60.352
Inversiones	1.188	77	423	—	26	5	2.300	16	4.035
Retiros o bajas	(1.057)	(7)	(99)	(14)	(247)	(21)	(8)	(108)	(1.561)
Diferencias de conversión	(926)	(65)	(46)	(7)	(89)	(25)	(26)	—	(1.184)
Variación del perímetro de consolidación	248	(44)	41	72	90	6	156	—	569
Reclasificaciones y otros ⁽¹⁾	184	14	(8)	62	1.165	32	(984)	3	468
Saldo a 31 diciembre 2023	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
Retiros o 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

⁽¹⁾ En 2024 y 2023 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 operación de los proyectos de las inversiones en proyectos eólicos y solares que Repsol está desarrollando en España y EE.UU. En 2024, en Exploración y Producción, incluye principalmente reclasificaciones al epígrafe de "Activos no corrientes mantenidos para la venta" de activos en Colombia (ver Nota 18). 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 2024 las "Inversiones" en inmovilizado material (4.743 millones de euros) se han incrementado respecto a las de 2023, se corresponden principalmente con:

- Exploración y Producción 1.786 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 México);
- Industrial 1.140 millones de euros, principalmente en los negocios de Química y Refino para el mantenimiento y mejora de las actividades de los complejos industriales, así como ampliación del complejo químico de Sines en Portugal;
- Renovables 1.670 millones de euros, por las inversiones para el desarrollo orgánico de proyectos en España (Delta 2, Pi y Abo), EE.UU. (Outpost y Pinnigton) y Chile.

En 2024 "Variaciones del perímetro de consolidación" incluye 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 24). En 2023 incluía fundamentalmente en E&P, el alta de inmovilizado de Repsol Resources UK, tras la adquisición a Sinopec de su participación del 49% (convirtiéndose Repsol en el propietario del 100% de la compañía), y la baja por la desinversión de Repsol en Canadá, y en GBC incluía principalmente el alta del inmovilizado adquirido en la combinación de negocios de Asterion Energies.

El movimiento de la amortización y los deterioros de valor durante los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

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	
Saldo a 1 enero 2023	(16.020)	(1.601)	(376)	(1.035)	(17.067)	(1.200)	—	(583)	(37.882)
Amortizaciones	(1.187)	(39)	(46)	(60)	(813)	(121)	—	(23)	(2.289)
Retiros o bajas	1.048	7	90	12	205	20	—	93	1.475
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(124)	21	—	(1)	245	(4)	—	—	137
Diferencias de conversión	541	52	15	3	67	14	—	—	692
Variación del perímetro de consolidación	577	44	—	—	(1)	—	—	—	620
Reclasificaciones y otros	(6)	—	10	(5)	(42)	(4)	—	1	(46)
Saldo a 31 diciembre 2023	(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)
Retiros o 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)

⁽¹⁾ En 2024 incluye principalmente reclasificaciones al epígrafe de "Activos no corrientes mantenidos para la venta" de activos en Colombia (ver Nota 18)

El coste neto, pendiente de amortización, de los activos amortizables asciende a 31 de diciembre de 2024 a 21.334 millones de euros. Los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, a 592 y 6.051 millones de euros a 31 de diciembre de 2024, respectivamente, y 585 y 4.491 millones de euros a 31 de diciembre de 2023, respectivamente.

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 2023:

Vida útil estimada	Años
Edificios y otras construcciones	14-50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje	8-25
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)	18-38
Otro inmovilizado Material (Elementos de transporte, mobiliario y enseres...)	4-15

En 2024, la mayor amortización se explica principalmente por el segmento de E&P como consecuencia de la incorporación de Repsol Resources, UK Ltd, de la mayor inversión y producción de los activos en EE.UU. (Marcellus e Eagle Ford) y en Noruega (mayor actividad del campo YME). En Industrial, por la puesta en marcha de nuevos proyectos, nuevos contratos de arrendamientos de buques y por la mayor amortización de las refinerías del Grupo tras la reversión de deterioros.

En 2024, no se ha tenido que modificar la vida útil estimada de las plantas industriales y comerciales del Grupo como consecuencia del impacto previsto por la transición energética en la demanda de nuestros productos (ver Nota 3.5.2).

El epígrafe "Inmovilizado material" incluye elementos totalmente amortizados por importe de 11.546 y 10.857 millones de euros a 31 de diciembre de 2024 y 2023 respectivamente.

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el importe de los deterioros de activos ascendía a 6.586 y 5.922 millones de euros, respectivamente, correspondiendo fundamentalmente al deterioro de "Inversión en zonas con reservas" (4.494 y 3.381 millones

de euros en 2024 y 2023, respectivamente) y "Maquinaria e instalaciones" (1.809 y 2.306 millones de euros en 2024 y 2023, respectivamente). Para más información véase Nota 5.

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 Millones de euros	Maquinaria e instalaciones	Elementos de transporte	Edificios	Terrenos	Otros	Total
Saldo a 1 de enero de 2023	1.080	149	29	236	239	1.733
Altas	187	205	28	15	(1)	434
Retiros o bajas	(28)	—	(2)	—	(4)	(34)
Amortizaciones y deterioros	(184)	(70)	(13)	(20)	(73)	(360)
Diferencias de conversión y otros	(1)	(10)	(1)	55	22	65
Saldo a 31 de diciembre de 2023	1.054	274	41	286	183	1.838
Altas	171	441	9	292	133	1.046
Retiros o 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 de diciembre de 2024	1.091	594	35	563	261	2.544

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 2024, el importe correspondiente de los derechos de uso asciende a 854 millones de euros y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero a 907 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 2024, el importe correspondiente de los derechos de uso asciende a 490 millones de euros y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero a 510 millones de euros.
- Contrato para el transporte de gas natural a través de un gaseoducto que une la planta de Saint John LNG (Canadá) con la frontera norteamericana con Emera Brunswick Pipeline Company, Ltd. por un plazo de 25 años (renovable hasta un periodo de 30 años adicionales). La fecha efectiva del contrato fue julio de 2009. A 31 de diciembre de 2024 los derechos de uso por este contrato se encuentran totalmente provisionados (al igual que en 2023) y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero ascienden a 367 millones de dólares (353 millones de euros).
- Contrato para el transporte por gaseoducto del gas natural procedente de Canadá desde la frontera con Canadá hasta Dracut (EE.UU.) con Maritimes & North East Pipeline por un plazo de 25 años (renovable hasta un periodo de 30 años adicionales). La fecha efectiva inicial del contrato fue marzo de 2009. A 31 de diciembre de 2024 el importe correspondiente de los derechos de uso asciende a 199 millones de dólares (192 millones de euros)³⁷ y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero a 626 millones de dólares (602 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 218 y 158 millones de euros a 31 de diciembre de 2024 y 2023, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado entre los años 2025 y 2057.

En 2024 se han dado de alta nuevos contratos de arrendamiento por importe de 1.046 millones de euros, destacando los correspondientes a nuevos buques para el transporte de hidrocarburos en la actividad de *trading*.

³⁷ Derechos de uso deteriorados por importe de 247 millones de euros a 31 de diciembre de 2024 (330 millones de euros a 31 de diciembre de 2023).

[17] 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 ⁽²⁾	
	2024	2023
Negocios conjuntos	2.971	2.698
Entidades asociadas ⁽¹⁾	215	259
TOTAL	3.186	2.957
Exploración y Producción	2.169	2.105
Industrial	324	281
Cliente	274	271
GBC	339	297
Corporación y otros	80	3

⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente la participación en Hecate Energy, LLC, OGCI Climate Investments Llp y Salamanca Infrastructure, LLC.

⁽²⁾ En 2024, corresponden a Exploración y Producción 2.169 millones de euros (2.105 millones de euros en 2023).

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 2024 y 2023 ha sido el siguiente:

Inversiones contabilizadas aplicando método de participación	Millones de euros	
	2024	2023
	Saldo al inicio del ejercicio	2.957
Inversiones netas	77	(78)
Variaciones del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	93	(1.024)
Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación ⁽²⁾	439	34
Dividendos repartidos ⁽³⁾	(314)	(446)
Diferencias de conversión	108	(59)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽⁴⁾	(174)	228
Saldo al cierre del ejercicio	3.186	2.957

⁽¹⁾ En 2024 incluye fundamentalmente incorporación de la joint venture Illinois Wind del perímetro de ConnectGen (ver Nota 15), 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). En 2023 incluía, principalmente, la baja de la participación del 51% en Repsol Resources, UK Ltd. negocio conjunto con Sinopec de Exploración y Producción en Reino Unido, tras adquirir Repsol a Sinopec su participación del 49%, con lo que se ha convertido en el propietario del 100% de la compañía y la adquisición del 50,01% de CIDE HC Energía, S.A.U -CHC- (sociedad comercializadora de electricidad en España que ha aportado una cartera de aproximadamente 320 mil clientes).

⁽²⁾ Los mayores resultados en 2024 obedecen principalmente a los negocios de Exploración y Producción en Venezuela, Trinidad y Tobago y Bolivia. Este epígrafe no incluye el "Otro resultado global" por importe de 108 millones de euros en 2024 (100 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y 8 millones de euros correspondientes a asociadas) y de -56 millones de euros en 2023 (-49 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos).

⁽³⁾ En 2024 corresponden fundamentalmente a Cardón IV, Repsol Sinopec Brasil y Sierracol (E&P) y Bardhal (Cliente) y en 2023 fundamentalmente a Repsol Sinopec Brasil (E&P) y BPRY (E&P).

⁽⁴⁾ En 2024 incluye principalmente la actualización de las provisiones por el valor negativo del patrimonio neto de inversiones en Venezuela.

Sobre la base de los acuerdos de accionistas firmados en cada sociedad, cuando las decisiones estratégicas, operativas y financieras requieren del consentimiento unánime de las partes que comparten el control, dichas sociedades se consideran negocios conjuntos siempre que no se trate de una operación conjunta. Destacamos a continuación los más significativos:

- *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 23.
- *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 26.
- *BPRY Caribbean Ventures, LLC. (BPRY)*. Repsol participa en BPRY con una inversión del 30% de su capital social a través de Repsol Exploración, S.A. El 70% restante es propiedad de British Petroleum Ltd, compañía del grupo BP. Las

principales actividades de esta sociedad y sus filiales son la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos en Trinidad y Tobago.

- *Petroquiriquire, S.A. (PQQ)*. Repsol participa con un 40% en PQQ a través de Repsol Exploración, S.A. 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. En relación con los riesgos y exposición patrimonial del Grupo en Venezuela, véase la Nota 26.
- *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. En relación con los riesgos y exposición patrimonial del Grupo en Venezuela, véase la Nota 26.

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

Resultados de negocios conjuntos	RSB		YPFB Andina		BPRY		PQQ		Cardón IV	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
<i>Millones de euros</i>										
Ingresos ordinarios	1.229	1.528	170	163	1.425	1.555	250	315	1.018	983
Amortización y deterioros ⁽¹⁾	(244)	(264)	(84)	(55)	(524)	(1.686)	181	—	(400)	(636)
Otros ingresos/(gastos) de explotación	(347)	(652)	(5)	(54)	(895)	(897)	(288)	(45)	(256)	(266)
Rdo. de explotación	638	612	81	54	6	(1.028)	143	270	362	81
Intereses netos	8	22	1	—	(184)	(143)	(120)	(108)	1	(6)
Resto de partidas del Rdo. financiero	(9)	(118)	18	(8)	(44)	(36)	(13)	(40)	(18)	30
Rdo. inversiones método participación ⁽²⁾	—	—	9	(17)	—	—	—	—	—	—
Rdo. antes de impuestos	637	516	109	29	(222)	(1.207)	10	122	345	105
Gasto por impuesto	(364)	(93)	24	(7)	273	614	304	(323)	(138)	46
Rdo. atribuido a la sociedad dominante	273	423	133	22	51	(593)	314	(201)	207	151
Participación de Repsol	60 %	60 %	48 %	48 %	30 %	30 %	40 %	40 %	50 %	50 %
Rdo. por integración	164	254	64	11	15	(178)	126	(80)	104	76
Dividendos	140	249	7	18	—	112	—	—	107	—
Otro resultado global ⁽³⁾	86	(49)	16	(8)	(8)	1	(34)	19	14	(7)

⁽¹⁾ Incluye deterioros netos de activos en BPRY, YPFB Andina (ver Nota 5). En Cardón IV y PQQ incluye deterioros netos de activos y riesgo de crédito (-111) (ver Nota 26).

⁽²⁾ Neto de impuestos.

⁽³⁾ Epígrafes "Ganancias/(pérdidas) por valoración" e "Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias" del Estado de ingresos y gastos reconocidos.

Valor contable de la participación	RSB		YPFB Andina		BPRY		PQQ		Cardón IV	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
<i>Millones de euros</i>										
Activos no corrientes	4.633	3.803	480	498	2.130	1.998	493	303	879	690
Activos corrientes:	392	651	301	254	1.141	574	216	390	626	471
<i>Efectivo y equivalentes de efectivo</i>	193	359	164	111	57	96	—	—	23	22
<i>Otros activos corrientes ⁽¹⁾</i>	199	292	137	143	1.084	478	216	390	603	449
Total Activos	5.025	4.454	781	752	3.271	2.572	709	693	1.505	1.161
Pasivos no corrientes:	2.330	1.727	134	267	2.045	2.127	1.287	1.221	411	308
<i>Pasivos financieros</i>	1.249	810	—	—	1.306	1.381	970	944	—	5
<i>Otros pasivos no corrientes</i>	1.081	917	134	267	739	746	317	227	411	303
Pasivos corrientes:	310	457	44	35	1.607	851	723	1.005	619	400
<i>Pasivos financieros</i>	79	170	—	—	751	398	—	—	—	1
<i>Otros pasivos corrientes ⁽¹⁾</i>	231	287	44	35	856	453	723	1.005	619	399
Total Pasivos	2.640	2.184	178	302	3.652	2.978	2.010	2.226	1.030	708
Activos netos	2.385	2.270	603	450	(381)	(406)	(1.301)	(1.533)	475	453
Participación de Repsol	60 %	60 %	48 %	48 %	30 %	30 %	40 %	40 %	50 %	50 %
Participación en los activos netos ⁽²⁾	1.431	1.362	289	216	(114)	(122)	(520)	(613)	238	227
Valor contable de la inversión	1.431	1.362	289	216	—	—	—	—	238	227

⁽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 2024 y 2023 se ha registrado una provisión para riesgos y gastos, correspondiente al valor negativo del patrimonio neto de PQQ (Ver Nota 19). BPRY: En 2024 y 2023 el valor de la inversión se iguala a cero minorando el valor contable del préstamo otorgado a esta entidad.

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.

[18] Otros activos y pasivos

Activos y pasivos mantenidos para la venta

Las principales líneas del balance consolidado de los activos clasificados como mantenidos para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2024 son las siguientes:

Millones de euros	31/12/2024
Activos no corrientes	523
Activos corrientes	1
Activos	524
Pasivos no corrientes	4
Pasivos corrientes	—
Pasivos	4
ACTIVOS NETOS	520

Incluyen fundamentalmente activos tras los acuerdos (sujetos al cumplimiento de determinadas condiciones suspensivas habituales en este tipo de transacciones) para la venta del activo CPO-9 en Colombia y del 25% que Repsol posee en SierraCol Energy Arauca LLC, que gestiona el activo Llanos Norte, y en EE.UU., del 20% del activo Monument. Con estos acuerdos Repsol ha revisado el valor recuperable de los activos y registrado un deterioro parcial de los mismos (ver Nota 5).

Otros activos y pasivos

El epígrafe "*Otros activos no corrientes*" incluye principalmente, en 2024 y 2023, cuentas a cobrar a PDVSA en Venezuela (ver Nota 26) por 485 millones de euros netos de deterioro (294 millones de euros en 2023), activos fiscales por el Alaska Petroleum Tax asociados a las inversiones en Alaska por 346 millones de euros (182 millones de euros en 2023), PRT (*Petroleum Revenue Tax*) en Reino Unido por 186 millones de euros, costes de captación de clientes de electricidad y gas por 109 millones de euros, depósitos asociados al desmantelamiento de activos de Exploración y Producción ("*sinking funds*") por 95 millones de euros (71 millones de euros en 2023), principalmente en Indonesia, y los instrumentos financieros derivados asociados a operaciones comerciales no corrientes (ver Nota 12).

El epígrafe "*Otros pasivos no corrientes*" incluye principalmente, en 2024 y 2023 los instrumentos financieros derivados relacionados con operaciones comerciales (ver Nota 11), así como fianzas y depósitos recibidos por 123 millones de euros en ambos ejercicios.

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

[19] Provisiones corrientes y no corrientes

19.1 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 5,2% (5,9% en 2023).

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 2024 y 2023 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				Total
	Desmantelamiento de activos	Consumo de derechos emisión de CO ₂	Riesgos por litigios	Otras provisiones	
Saldo a 1 enero 2023	1.739	1.091	779	1.523	5.132
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	279	995	502	311	2.087
Aplicaciones con abono a resultados	(10)	(11)	(9)	(24)	(54)
Cancelación por pago ⁽²⁾	(133)	(3)	(278)	(212)	(626)
Variaciones del perímetro de consolidación ⁽³⁾	2.226	(2)	—	(24)	2.200
Diferencias de conversión, reclasificaciones y otros ⁽⁴⁾	(235)	(1.087)	(886)	(28)	(2.236)
Saldo a 31 diciembre 2023	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 ⁽¹⁾	(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 ⁽⁴⁾	437	(954)	(6)	(69)	(592)
Saldo a 31 diciembre 2024	4.157	787	78	1.629	6.651

NOTA: "Otras provisiones" incluye las constituidas para hacer frente a saneamientos y remediaciones medioambientales (ver apartado siguiente), compromisos por pensiones (ver Nota 28), incentivos a empleados (ver Nota 28) y riesgos fiscales no relacionados con el impuesto de beneficios (ver Nota 7), 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 7).

- ⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente: (i) 232 y 100 millones de euros, en 2024 y 2023 respectivamente, correspondientes a la actualización financiera de provisiones; (ii) "Consumos de derechos de emisión de CO₂" por importe de 758 y 995 millones de euros, en 2024 y 2023 respectivamente por el gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂; (iii) "Desmantelamiento de activos", en 2024 destaca la actualización de las provisiones de desmantelamiento de los activos de exploración y producción en España y Reino Unido. En 2024, una variación en la tasa de descuento de un +/- 50 puntos básicos disminuiría/aumentaría las provisiones en -156 y 148 millones de euros; (iv) "Riesgos por litigios", en 2023 incluía principalmente dotaciones por los acuerdos alcanzados para poner fin a acuerdos litigiosos (ver apartado 19.2 de esta Nota); y (v) "Otras provisiones", en 2024 incluye principalmente provisiones por reestructuración de plantilla, provisiones por contingencias medioambientales y otras.
- ⁽²⁾ En 2024 "Desmantelamiento de activos" incluye pagos por desmantelamiento en Reino Unido y España. En 2023 "Riesgos por litigios" incluía principalmente el pago por el acuerdo para resolver un litigio en EE.UU. relacionados con la compañía Maxus.
- ⁽³⁾ En 2023 "Variaciones del perímetro de consolidación" incluía fundamentalmente el alta de provisiones para desmantelamiento de Repsol Resources UK (RRUK), tras haber adquirido a Sinopec su participación del 49%, con lo que Repsol se convirtió en el propietario del 100% de la compañía (ver Nota 17) y la baja de las provisiones por desmantelamiento de Repsol Canadá Energy Prtn.
- ⁽⁴⁾ En 2024 y 2023 "Consumo de derechos de CO₂" incluye la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en los ejercicios 2023 y 2022, respectivamente y "Otras provisiones" incluye la actualización de valor negativo de las inversiones en Petroquiriquire (ver Nota 17). En 2023 el epígrafe de "Riesgos por litigios" incluía la baja de la provisión para hacer frente a los riesgos derivados del arbitraje con Addax tras el acuerdo alcanzado con Sinopec.

A continuación, se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones al cierre del ejercicio 2024:

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	441	993	2.723	4.157
Provisiones por consumo de derechos de emisión de CO ₂	787	—	—	787
Provisión por riesgos por litigios	2	67	9	78
Otras provisiones	284	684	661	1.629
TOTAL	1.514	1.744	3.393	6.651

⁽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 medioambientales³⁹ a 31 de diciembre de 2024 ascienden a 154 millones de euros. Incluyen, entre otros, los costes estimados derivados del derrame de petróleo producido en Refinería La Pampilla, S.A.A. (RELAPASAA) por las actividades de contención, limpieza, remediación..., que se detalla 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.

³⁹ 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 19.

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. 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, principalmente aves guaneras. Las acciones de limpieza de primera respuesta terminaron el 13 de abril de 2022. Actualmente se continúa realizando patrullaje en toda la zona, tanto en mar como en tierra, que son reportados a las autoridades correspondientes.

Los monitoreos fisicoquímicos, hidrobiológicos y biológicos realizados por la Compañía comprueban que el mar y las zonas del litoral accesibles están cumpliendo, desde hace meses, con los estándares medioambientales nacionales e internacionales y, por tanto, no representan ningún riesgo para la salud ni el medio ambiente. Estos monitoreos han sido ejecutados por laboratorios acreditados y los resultados han sido compartidos con las autoridades correspondientes (el último informe completo del estado de las áreas afectadas se entregó como parte de los planes de rehabilitación en octubre del 2023 y se entregó información complementaria en noviembre 2024 dentro de la etapa de levantamiento de observaciones a los planes de rehabilitación).

Tras las acciones de limpieza realizadas por RELAPASAA, el informe más reciente del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), correspondiente a un monitoreo ejecutado en diciembre de 2024, confirma que los resultados del agua superficial del mar y los sedimentos de las playas, afectadas por el derrame cumplen con las normas ambientales y/o internacionales.

Los Planes de Rehabilitación exigidos por OEFA se han presentado dentro del plazo previsto (octubre de 2023) al Ministerio de Energía y Minas para su aprobación y posterior ejecución.

Al 31 de diciembre de 2024, un 99% del número total de afectados identificados por el Gobierno han suscrito acuerdos de compensación total.

Los gastos totales reconocidos para cubrir los daños causados por el incidente, tales como actividades de contención, limpieza, remediación, indemnizaciones a partes afectadas y otros costes relacionados, ascienden a un total de 438 millones de dólares (352 millones de dólares en 2023). A 31 de diciembre de 2024 los costes pendientes de pago ascienden a 126 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, cuyos resultados dependerán de las conclusiones que se obtengan de las investigaciones aún en curso.

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 2024, RELAPASAA ha cobrado un total de 276 millones de dólares (196 millones al 31 de diciembre de 2023) en concepto de indemnización.

Sin perjuicio de las iniciativas que pudieran tomarse contra quien resulte responsable del derrame, RELAPASAA ratifica su compromiso de continuar mitigando y remediando sus efectos, así como de trabajar 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 se ha lanzado 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 (acompañamiento, dotación de fondos no reembolsables, ...) y comedores populares. Se espera impactar positivamente en más de 9.000 personas en la zona afectada.

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 V del Informe de gestión consolidado 2024).

19.2 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 2024, el balance de Repsol incluye provisiones por riesgos por litigios por un importe total de 78 millones de euros (107 millones de euros a 31 de diciembre de 2023). 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 7.

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 19.1), 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 (RECOSAC), 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, RECOSAC 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 creciente 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 y la dependencia de cualquier eventual responsabilidad civil derivada del derrame del resultado de investigaciones en curso. 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 casi 35.000 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 harán valer la falta de conexión de la jurisdicción neerlandesa con el derrame ocurrido en Perú y, entre otros argumentos, pondrán 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 de 2024, las demandadas ha presentado una moción cuestionando la jurisdicción del tribunal para decidir sobre el caso. Se espera que el pronunciamiento de la Corte sobre las cuestiones jurisdiccionales y de admisibilidad se emita entre el segundo y tercer trimestre del 2025.

Por otro lado, en relación a la demanda interpuesta por RELAPASAA y Mapfre Perú contra Fratelli, por inejecución de obligaciones y responsabilidad extracontractual, ha sido admitida a tramitación y el proceso continúa en el juzgado correspondiente. Entretanto, Fratelli presentó una demanda contra RELAPASAA en reclamación de casi 45 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 265 millones de dólares, aproximadamente.

El 11 de abril de 2024 Repsol ha sido notificada con una demanda de la Municipalidad Distrital de Ancón contra RELAPASAA y GRUPO REPSOL DEL PERÚ S.A.C. 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 155 millones de dólares por responsabilidad civil extracontractual (15 millones por lucro cesante, 29 millones por daño emergente y 111 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.

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 y sus resultados, dependerán de las conclusiones que se obtengan de las investigaciones en curso.

España

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 centra en acusaciones de competencia desleal. Iberdrola alega que Repsol ha 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 solicita la desestimación total de la demanda, defendiendo su derecho a comunicar sus esfuerzos y avances en la transición hacia una economía baja en carbono.

La demanda solicita que se declare que Repsol ha 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 ha tenido lugar el juicio y ha quedado el asunto visto para sentencia. El impacto en los estados financieros del Grupo, incluso en el escenario de estimarse la demanda, no se estima significativo. En particular, la demandante no reclama compensación o indemnización económica alguna que pueda afectar al patrimonio de la compañía.

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 AESAE y 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 denunciados incrementaron volúmenes y resultados durante 2022, como acreditan sus cuentas anuales.

Durante el ejercicio 2024 Repsol ha respondido a varias peticiones de información de la CNMC, sin que hasta la fecha la Comisión haya comunicado ninguna decisión material sobre el expediente.

Estados Unidos de América

Demanda Hecate

Repsol (a través de su filial Repsol Renewables North America, Inc.-RRNA) es titular del 40% del capital de Hecate Energy Group, LLC (HEG), compañía que desarrolla proyectos de energía renovable en EE.UU. 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 la sociedad prevista en el acuerdo de miembros (Limited Liability Company Agreement - LLCA). 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 ante los tribunales de Delaware (Delaware Chancery Court) contra RRNA por el supuesto incumplimiento material de determinadas obligaciones bajo el LLCA (en particular, la no formalización de la compra el 10 de julio de 2024 -15 días tras la comunicación del ejercicio de la opción de venta-; y la falta de compromiso de RRNA en el proceso de determinación del precio y en asumir su obligación de adquirir el 60% de HEG). El pasado 31 de 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 y en la negociación de los restantes términos de la operación.

Litigios relacionados con el Cambio Climático.

Repsol Energy North America Corporation, Repsol Trading USA LLC y Repsol, SA fueron demandadas ante los tribunales estatales de California por varios condados y municipios de California, por daños y perjuicios derivados del cambio climático supuestamente causado por las emisiones de sus productos u operaciones. La asociación *Pacific Coast Federation of Fishermen's Associations, Inc.* también presentó demanda contra dichas empresas por motivos similares. Los litigios se dirigen contra varias empresas energéticas (más de 30 demandadas).

En diciembre de 2023, la asociación *Pacific Coast Federation of Fishermen's Associations, Inc.* desistió de su demanda. En agosto de 2024 las administraciones californianas también desistieron de sus demandas, por lo que han quedado concluidos estos litigios para las sociedades demandadas del Grupo Repsol.

[20] 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 2024 y 2023 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 en los segmentos de Industrial (89%) y Cliente (8%). La composición del epígrafe de "Existencias" a 31 de diciembre de 2024 y 2023 es la siguiente:

Existencias	Millones de euros	
	2024	2023
Crudo ⁽¹⁾	1.926	1.686
Gas Natural ⁽²⁾	275	236
Productos terminados y semiterminados ⁽³⁾	2.925	3.220
Derechos de emisión CO ₂ ⁽⁴⁾	513	992
Materiales y otros	572	489
TOTAL ⁽⁵⁾	6.211	6.623

⁽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 refinado 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]	2024	2023
Saldo al inicio del ejercicio	12.136.547	13.098.227
Derechos de CO ₂ gratuitos recibidos	7.268.775	7.588.574
Derechos de CO ₂ adquiridos en el mercado	6.643.330	7.204.218
Derechos de CO ₂ vendidos en el mercado	(6.688.400)	(2.673.777)
Derechos de CO ₂ compensados	(12.241.753)	(13.080.695)
Saldo al cierre del ejercicio	7.118.499	12.136.547

⁽⁵⁾ Incluye deterioros por valoración de las existencias por importe de 74 y 158 millones de euros a 31 de diciembre de 2024 y 2023 respectivamente. Las dotaciones y reversiones del ejercicio ascienden a -10 y 64 millones de euros respectivamente (-60 y 48 millones de euros en 2023).

A 31 de diciembre de 2024, el importe de existencias de "commodities" destinadas a una actividad de "trading" ha ascendido a 270 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 1 millón 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; -4 €/bbl un -6%), así como un menor saldo de derechos de CO₂ por el menor precio y

consumo de los complejos químicos en España y Portugal (reducción de la producción en un entorno de precios bajos), así como por las menores compras.

El Grupo Repsol cumple a 31 de diciembre 2024 y 2023 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.

[21] Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2024 y 2023 es la siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	Millones de euros	
	2024	2023
Cientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	5.801	5.788
Deterioro acumulado	(142)	(174)
Cientes por ventas y prestación de servicios	5.659	5.614
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores ⁽¹⁾	481	476
Deudores por operaciones con el personal	55	54
Administraciones públicas	305	319
Derivados por operaciones comerciales (Nota 13)	167	252
Otros deudores	1.008	1.101
Activos por impuesto sobre beneficios corriente	697	1.259
TOTAL	7.364	7.974

⁽¹⁾ Importe neto de deterioro. En 2024 y 2023 incluye cuentas a cobrar a PDVSA en Venezuela por 53 millones de euros y 64 millones de euros (netas de los deterioros reconocidos, ver Nota 14.3).

La disminución en este epígrafe se debe principalmente a 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 de los ejercicios 2022 y 2023 en España).

En relación con los deterioros de deudores comerciales y cuentas a cobrar, en 2024 destaca las reversiones correspondientes a cuentas a cobrar a PDVSA (ver Nota 14.3 y 26). En relación con los activos por impuesto sobre beneficios corriente, véase la Nota 7.2.

[22] 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	
	2024	2023
Proveedores	5.474	4.896
Acreedores y otros	4.337	4.017
Administraciones Públicas acreedoras	646	870
Derivados por operaciones comerciales (Nota 13)	256	172
Otros acreedores	5.239	5.059
Pasivo por impuesto sobre beneficios corriente	507	395
TOTAL	11.220	10.350

Este epígrafe asciende principalmente por mayores compras en los negocios de Trading y por el anticipo recibido en relación con el acuerdo de venta de activos en Colombia (ver Nota 18).

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	
	2024	2023
Período medio de pago a proveedores (PMP) ⁽¹⁾	31	30
Ratio de operaciones pagadas ⁽²⁾	31	30
Ratio de operaciones pendientes de pago ⁽³⁾	26	30
	Importe (millones de euros)	
Total pagos realizados	14.445	16.294
Total pagos realizados dentro del plazo legal ⁽⁴⁾	14.063	15.698
Total pagos pendientes	916	857
	Facturas	
Número de facturas dentro del plazo legal ⁽⁵⁾	1.067.219	905.772

⁽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% (96% en 2023) sobre el total de los pagos a proveedores.

⁽⁵⁾ Representa un 97% (79% en 2023) sobre el total de las facturas de proveedores.

[23] Compromisos y garantías

23.1 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 5).

A 31 de diciembre de 2024, los principales compromisos firmes de compras, inversión o gasto del Grupo son los siguientes:

Compromisos contractuales	2025	2026	2027	2028	2029	Siguientes	Total
<i>Millones de euros</i>							
Compromisos de compra:	8.879	1.446	1.475	1.430	1.410	14.648	29.288
Gas natural ^{(1) (3)}	1.714	1.181	1.189	1.190	1.205	13.483	19.962
Crudo y otros ^{(2) (3)}	7.165	265	286	240	205	1.165	9.326
Compromisos de inversión ⁽⁴⁾	1.012	209	91	80	29	19	1.440
Prestación de servicios ⁽⁵⁾	540	384	286	160	54	103	1.527
Compromisos de transporte ⁽⁶⁾	233	155	127	119	87	232	953
TOTAL	10.664	2.194	1.979	1.789	1.580	15.002	33.208

⁽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 13). Repsol firmó en 2018 un contrato a largo plazo para el suministro de GNL con *Venture Global Calcasieu Pass* ("VG") cuyo tramo de entregas de cargamentos de GNL debía comenzar una vez terminada la construcción y finalizada la puesta en marcha de la terminal de licuefacción de gas natural. Tras casi tres años de puesta en marcha, VG ha comunicado la puesta en operación de la terminal de *Calcasieu Pass* para el 15 de abril de 2025. El mecanismo de resolución de controversias del contrato de suministro con la terminal articulado por Repsol en 2023 por los retrasos incurridos en la puesta en operación de la terminal, sigue su curso. La tabla incluye los compromisos de compra de gas a *Venture LNG* (cuyo contrato de momento vence en 2045) por un importe acumulado de 1.020 Tbtu.

⁽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, *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 todos ellos en 2025. 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						Ejercicios posteriores	Total
		2025	2026	2027	2028	2029		
Crudo	kbbl	85.276	214	216	208	—	—	85.914
Gas natural:								
Gas natural	Tbtu	59	31	31	31	26	130	308
Gas natural licuado	Tbtu	158	142	142	139	139	1.638	2.358

⁽⁴⁾ Incluye principalmente compromisos de inversión en España, EE.UU., Argelia, Chile y Portugal por importe de 429, 396, 186, 150, 123, millones de euros, respectivamente.

⁽⁵⁾ Incluye principalmente compromisos para desarrollos tecnológicos futuros por importe de 987 millones de euros.

⁽⁶⁾ Incluye fundamentalmente los compromisos de transporte de hidrocarburos en Norteamérica y Perú por importe aproximado de 864 millones de euros.

23.2 Garantías

En el curso de sus negocios, Repsol asume garantías de diversa naturaleza y contenido con terceros ajenos al Grupo o con 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 2024, las garantías por cumplimiento de obligaciones más significativas son las correspondientes 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 316 millones de dólares, correspondiente al 100% de las obligaciones de Repsol Sinopec Brasil (ver Nota 17), 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 326 millones y 284 millones de dólares, correspondientes al 60% de participación del Grupo 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 131 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.

[24] Combinaciones de negocios

Adquisición de ConnectGen

En marzo de 2024 se ha completado la compra del 100% del subgrupo de energías renovables ConnectGen LLC, con una cartera de proyectos de 20 GW y capacidades de desarrollo (especialmente en proyectos de energía eólica terrestre en EE.UU.) a Quantum Capital Group, fondo estadounidense especializado en los sectores de energía y transición energética.

El precio de adquisición ha ascendido a 796 millones de dólares (unos 734 millones de euros), desembolsado en su totalidad a cierre del ejercicio 2024.

De acuerdo con la normativa contable, el precio de compra de esta combinación de negocios se ha asignado a los activos adquiridos y a los pasivos asumidos en función de la estimación de sus valores razonables a la fecha de adquisición.

- El valor razonable de los activos (Inmovilizado intangible e Inmovilizado material) se ha calculado siguiendo un enfoque de ingresos ("*Income approach*", descuento de flujos de caja considerando variables no observables en el mercado). Las

hipótesis más sensibles incorporadas en las proyecciones de flujos de caja de los activos son: (i) precios de la electricidad, (ii) probabilidad de éxito de los proyectos, (iii) inversiones, costes operativos e incentivos fiscales y (iv) tasas de descuento. Los activos y pasivos adquiridos se han reflejado en el balance (provisionalmente) por un valor neto de 692 millones de euros y se compone fundamentalmente del valor estimado de las licencias y los permisos correspondientes a 37 proyectos (3 solares, 17 eólicos y 17 de almacenamiento solar) que incluyen la participación del 50% en una *Joint Venture* en la que se ostenta control conjunto (Illinois Wind Infrastructure Holdings LLC).

- Se asigna al fondo de comercio la diferencia entre el precio de adquisición de los negocios adquiridos y el valor razonable de los activos y pasivos que se registran. El valor del fondo de comercio asciende a 42 millones de euros.

El detalle de los activos netos adquiridos a 5 de marzo de 2024 y el fondo de comercio generado tras esta adquisición es el siguiente:

	Millones de euros
	Valor razonable
Inmovilizado intangible	529
Inmovilizado material	28
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	108
Otros activos no corrientes	29
Otros activos corrientes	1
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	10
Total activos	705
Provisiones corrientes y no corrientes	—
Deuda financiera corriente y no corriente	—
Otros pasivos corrientes	13
Total pasivos	13
ACTIVOS NETOS ADQUIRIDOS	692
PRECIO NETO DE ADQUISICIÓN	734
FONDO DE COMERCIO	42

En el periodo y desde la fecha de adquisición, los negocios adquiridos no han generado ingresos de explotación y el resultado neto ha ascendido a 3 millones de euros.

Los gastos por la transacción incurridos en el periodo ascienden a 5 millones de euros y han sido registrados en el epígrafe “*Otros gastos de explotación*” de la cuenta de pérdidas y ganancias.

Adquisición de Repsol Sinopec Resources, UK Ltd. (actualmente RRUUK)

En relación con RRUUK, negocio conjunto con Sinopec y cuya actividad se centra en los negocios de *Upstream* en Reino Unido, el 31 de octubre de 2023 los socios acordaron resolver el procedimiento arbitral existente en relación con la adquisición por Sinopec de su participación en RRUUK al grupo canadiense Talisman, el cual, a su vez, fue adquirido por Repsol en 2015 (ver Nota 19.2). En el marco de este acuerdo, Repsol adquirió a Sinopec su participación accionarial del 49% en RRUUK, con lo que convirtió en el propietario del 100% de la compañía. La contraprestación total del acuerdo (resolución del procedimiento arbitral y adquisición del 49% de RRUUK) ascendió a aproximadamente 2.100 millones de dólares; no obstante, una vez consolidada la caja y el resto de los activos financieros en RRUUK correspondiente a la participación del 49% adquirido, el impacto neto en la Deuda Neta para el Grupo fue de aproximadamente 1.000 millones de dólares.

De la contraprestación total del acuerdo, el importe asignado a la adquisición del 49% de RRUUK ascendió a 1.132 millones de dólares.

Los activos adquiridos se corresponden principalmente con “*Inversiones en zonas con reservas*” de campos maduros en Reino Unido (ver Nota 16), las provisiones para cubrir sus futuros desmantelamientos, créditos fiscales y activos netos por impuestos diferidos (ver Nota 7) así como la caja y el resto de los activos financieros de la sociedad.

La contabilización a 31 de diciembre de 2024 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*”. Durante este periodo se ha revisado la valoración de los activos y pasivos adquiridos (100% de los activos netos tras la baja de la participación previa del 51% de la sociedad) sin que se hayan producido cambios significativos en el valor de los activos netos:

	<i>Millones de dólares</i>
	Valor razonable
Inmovilizado material	1.633
Activos por impuesto diferido	1.621
Otros activos no corrientes	174
Otros activos financieros corrientes	2.298
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	113
Total activos	5.839
Provisiones corrientes y no corrientes	2.732
Deuda financiera corriente y no corriente	92
Pasivos por impuestos diferido	705
Total pasivos	3.529
ACTIVOS NETOS ADQUIRIDOS	2.310
PRECIO NETO DE ADQUISICIÓN	2.310
FONDO DE COMERCIO	—

FLUJOS DE EFECTIVO

[25] Flujos de efectivo

25.1 Flujos de efectivo de las actividades de explotación

Durante 2024 el flujo de efectivo procedente de las actividades de explotación ha ascendido a 4.965 millones de euros frente a los 6.511 millones de euros de 2023. 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	
		2024	2023
Resultado antes de impuestos		2.172	4.365
Ajustes al resultado:		3.880	3.401
Amortización del inmovilizado	3, 15 y 16	2.932	2.436
Provisiones de explotación y pérdidas por deterioro	5, 14.3, 15, 16 y 19	1.246	1.277
Resultado por enajenación de activos	4.7	(2)	(4)
Resultado financiero	6	212	(37)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	17	(439)	(34)
Otros ajustes (netos)		(69)	(237)
Cambios en el capital corriente:		(8)	878
(Incremento)/Decremento de cuentas a cobrar	21	(666)	1.585
(Incremento)/Decremento de existencias	20	(422)	154
(Incremento)/Decremento de cuentas por pagar	22	1.080	(861)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(1.079)	(2.133)
Cobros de dividendos		328	426
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾		(51)	(1.968)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación ⁽²⁾		(1.356)	(591)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		4.965	6.511

⁽¹⁾ Para más información de la contribución fiscal del Grupo véase el apartado 4.5 y apartado 5 del Anexo V del Informe de Gestión consolidado 2024.

⁽²⁾ Incluye principalmente los pagos por aplicación de provisiones (ver Nota 19).

El descenso obedece a los menores resultados del periodo y el pago de 986 millones de euros (ver Nota 14) por el acuerdo para resolver el procedimiento arbitral con Sinopec ("Otros pagos de las actividades de explotación"). Todo ello se ha visto parcialmente mitigado por un menor pago por impuesto sobre beneficios y por el menor Gravamen Temporal Energético (GTE, 335 millones de euros en 2024).

25.2 Flujos de efectivo de las actividades de inversión

En 2024, el flujo de efectivo procedente de las actividades de inversión refleja una salida neta de 2.694 millones de euros.

Los pagos por inversiones en "Empresas del Grupo y asociadas" (997 millones de euros), reflejan fundamentalmente el pago por la adquisición de ConnectGen (ver Nota 15 Inmovilizado intangible).

Los pagos por inversiones en "Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias" (4.725 millones de euros) aumentan respecto a los del periodo comparativo y ponen de manifiesto el importante esfuerzo inversor del Grupo: en Exploración y Producción destacan las inversiones en EE.UU. (desarrollos de Alaska y Golfo de Méjico y nuevos pozos e instalaciones en Eagle Ford); en Industrial las mejoras en las instalaciones productivas (mantenimiento y actualización tecnológica de las refinerías y plantas petroquímicas), así como el desarrollo de proyectos enfocados en la transición energética como la planta de biocombustibles de Cartagena y la ampliación de Sines; en GBC el desarrollo de proyectos renovables (EE.UU., España y Chile).

Los cobros por desinversiones en "Empresas del Grupo y asociadas" (208 millones de euros) y en "Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias" (498 millones de euros) incluyen fundamentalmente la desinversión en sociedades y activos del segmento de Exploración y Producción en EE.UU, Colombia y Ecuador y de GBC por la venta del negocio renovable en Francia adquirido a Asterion.

Los cobros netos en "Otros activos financieros" (2.051 millones de euros) se explican por la constitución y cancelación de depósitos en el periodo.

Por último, los cobros netos en "Otros flujos de efectivo de las actividades de inversión" (271 millones de euros), en línea con los de 2023, corresponden principalmente a los intereses cobrados por la remuneración de la liquidez del Grupo.

Para más información véanse los apartados 4 y 5 del Informe de Gestión 2024.

25.3 Flujos de efectivo de las actividades de financiación

Durante 2024, el flujo de efectivo procedente de las actividades de financiación ha supuesto un pago neto de 1.641 millones de euros frente al pago de 3.053 millones de euros en 2023. Incluye la emisión neta de instrumentos de deuda (programas de bonos y de papel comercial, ver Nota 9 Estructura financiera), la inversión en autocartera (programas de recompra de acciones y reducción de capital) y los desembolsos por el servicio de la deuda y dividendos (ver Nota 10 Patrimonio neto).

Las operaciones con minoritarios son poco significativas en comparación con las de 2023, que incluían la caja obtenida (1.852 millones de euros) por la venta del 25% del segmento de Exploración y Producción.

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					Saldo Final ⁽¹⁾
	2023	2024			Otros	
	Saldo Inicial ⁽¹⁾	Flujos de efectivo	Flujos distintos de efectivo			
		Efecto tipo de cambio	Cambios en VR			
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 11)	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 "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.

A continuación, se desglosa el movimiento de los pasivos derivados de las actividades de financiación en 2023:

Flujos de efectivo de las actividades de financiación 2023	Millones de euros					Saldo Final ⁽¹⁾
	2022	2023			Otros	
	Saldo Inicial ⁽¹⁾	Flujos de efectivo	Flujos distintos de efectivo			
		Efecto tipo de cambio	Cambios en VR			
Deudas con entidades de crédito	1.137	177	(6)	—	91	1.399
Obligaciones y otros valores negociables	7.816	(1.973)	6	—	100	5.949
Derivados financieros (pasivo)	316	(1.280)	21	1.103	2	162
Préstamos	1.483	(315)	(64)	—	(861)	243
Otros pasivos financieros	—	(1)	1	—	939	939
Pasivos por arrendamiento financiero	2.923	(617)	(50)	—	715	2.971
Total pasivos actividades de financiación (ver Nota 11)	13.675	(4.009)	(92)	1.103	986	11.663
Derivados financieros (activo)	(500)	1.091	(17)	(967)	324	(69)
Otros ⁽²⁾		(135)				
Total Flujos de efectivo de las actividades de financiación		(3.053)				

⁽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 -979 millones de euros, "Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio" por importe de -1.283 millones de euros y "Operaciones con minoritarios" por importe de 2.174 millones de euros.

En suma, el Efectivo y equivalentes de efectivo ha disminuido en 629 millones de euros respecto a 31 de diciembre de 2023 hasta alcanzar los 4.758 millones de euros, que forman parte de la Liquidez del Grupo (ver Nota 14 Riesgos financieros).

OTRA INFORMACIÓN

[26] 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.

Conflicto en el Mar Rojo

Desde octubre de 2023, militantes hutíes (miembros de un grupo rebelde también conocido como *Ansar Allah* "Partidarios de Dios") en Yemen han estado atacando buques de carga comerciales en el Mar Rojo, perturbando gravemente el comercio marítimo, como represalia a Israel por la invasión de Gaza.

Los rebeldes están utilizando drones para atacar buques que cree están dirigidos a Israel. Estos ataques se están produciendo en el crucial estrecho de *Bab al-Mandab*, que conecta el Mar Rojo con el Mar Árabe y limita con Yemen por un lado y Djibouti y Eritrea por el otro.

El aumento del riesgo para los buques que transitan este estrecho ha empujado a las compañías navieras a evitar el Mar Rojo, impidiendo a su vez el acceso al Canal de Suez, a través del cual pasa casi el 12% del comercio marítimo mundial. Ahora, los barcos desviados del Canal de Suez se están viendo obligados a rodear el Cabo de Buena Esperanza, con incrementos en tiempo y costes.

En respuesta a los ataques hutíes, EE.UU. ha formado una coalición de defensa liderada por otras nueve naciones que trabajan juntas para fortalecer la seguridad en el área.

A lo largo de 15 meses los ataques no cesaron aunque cada vez han sido más esporádicos y el mercado parece haber interiorizado estas nuevas dinámicas. Parte de la relajación de las tensiones en el Mar Rojo se debe a la desescalada del conflicto directo entre Israel e Irán primero a mediados de abril, y después a finales de octubre, tras un incremento de la tensión que al final no puso en peligro ningún activo energético, poniéndose de manifiesto la intervención diplomática global al más alto nivel y el bajo interés entre las partes de una escalada del conflicto.

El 15 de enero de 2025 se ha alcanzado un acuerdo de alto el fuego por etapas entre Israel y Hamás. La primera etapa del acuerdo consiste en una tregua de seis semanas, durante la cual Hamás liberará a 33 de los rehenes que secuestró en el ataque del 7 de octubre de 2023 e Israel liberará a decenas de prisioneros palestinos por cada rehén liberado. La segunda etapa consiste en la negociación de un final permanente de la guerra. En la tercera etapa sería la reconstrucción de Gaza ya que grandes zonas del territorio han quedado reducidas a escombros, por lo que esta fase podría durar varios años. Este punto, sin embargo, aún no ha sido negociado por las partes, y sigue habiendo puntos conflictivos.

En este sentido, los hutíes anunciaron que detendrían los ataques contra buques estadounidenses y británicos que navegan por el corredor del Mar Rojo, con la excepción de los barcos israelíes, y que dejarían de atacarlos una vez que se implementaran todas las etapas de la tregua. Es por esto que el riesgo, aunque mermado, sigue latente y falta por ver cuánto tarda en normalizarse la ruta o incluso si llega a suceder.

La prima de riesgo sobre el precio del crudo se sitúa en una banda alrededor de los 5 \$/bl, pero no solo por el conflicto en Oriente Medio, sino también por el recrudecimiento de la guerra entre Rusia y Ucrania, siendo muy difícil discernir qué parte de esta prima se debe a uno u otro factor de riesgo.

Con respecto a las repercusiones macroeconómicas, a principios del conflicto en Oriente Medio y las restricciones en el Mar Rojo, se avivaron las preocupaciones sobre un incremento de la inflación, especialmente dada la reciente experiencia de los impactos generados por las interrupciones en la cadena de suministro de bienes tras los confinamientos. Sin embargo, estos temores se redujeron significativamente al normalizarse las nuevas rutas más largas de los barcos.

Además, la respuesta de la inflación a las restricciones provocadas por el conflicto en el Mar Rojo, difiere del provocado por los confinamientos. El aumento en los costes de transporte a raíz del conflicto del Mar Rojo no deriva en cierres generalizados de fábricas ni del incremento de la demanda, que fueron factores claves en el alza de la inflación de bienes en

la etapa posterior a la pandemia. Además, los costes del transporte internacional constituyen una fracción pequeña del precio final de los bienes de consumo (aproximadamente el 1,5% en promedio), y los costes del flete marítimo representan una proporción aún menor (0,7%). Así, según estimaciones de diversas instituciones, incluso considerando supuestos agresivos sobre la transferencia del aumento de costes al precio final de los bienes, las interrupciones solo resultarían en un aumento de aproximadamente 0,1 puntos porcentuales en la inflación general de EE.UU. y 0,15 puntos porcentuales en la europea, con un impacto considerablemente menor en la inflación subyacente.

Venezuela

Repsol está presente en Venezuela a través de sus participaciones en entidades licenciatarias de gas (Cardón IV, etc.) y en empresas mixtas de crudo (Petroquiriquire y otras). La situación de crisis en el país conlleva incertidumbre en el desarrollo de los negocios del Grupo. Sin embargo, ante la relajación de las medidas coercitivas⁴⁰ de los Estados Unidos al Gobierno de Venezuela, Repsol y PDVSA firmaron el 18 de diciembre de 2023 un nuevo acuerdo de gestión para la empresa mixta Petroquiriquire con el objetivo de aumentar la producción (en los campos Mene Grande, Barúa Motatán y Quiriquire) y facilitar la recuperación de la deuda ligada a estos activos, sin necesidad de inversiones adicionales por parte de Repsol.

Durante 2024 la producción neta media de Repsol en Venezuela ha alcanzado los 67 miles de barriles equivalentes de petróleo día (62 miles de barriles equivalentes de petróleo al día durante 2023).

La exposición patrimonial⁴¹ total de Repsol en Venezuela a 31 de diciembre de 2024 asciende a 504 millones de euros (259 millones de euros a 31 de diciembre de 2023), que incluye fundamentalmente la financiación otorgada a Petroquiriquire (ver Nota 12 y 17), la inversión en Cardón IV y en Petroquiriquire, S.A. (ver Nota 17 y 19) y las cuentas a cobrar con PDVSA (ver Notas 18 y 21).

En 2024 se mantiene la crisis política y económica descrita en la Nota 26 de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2023. El PIB⁴² ha disminuido en un 4% en 2024 y la inflación sigue siendo muy alta, alcanzando un 61,5%⁴³ en 2024 y se prevé un 72,1% para 2025. La producción petrolera del país se ha recuperado levemente durante 2024 tras los últimos acuerdos firmados, si bien se ha producido una devaluación importante de la divisa venezolana (54.106 €/Bs frente a los 39.904 €/Bs de 31 de diciembre de 2023, tipo de cambio SIMECA⁴⁴, aunque la misma 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 americano⁴⁵ (ver Nota 17).

El 28 de julio de 2024 se han celebrado elecciones presidenciales con un mandato de seis años que ha comenzado el 10 de enero de 2025. Sin embargo, el Gobierno de los EE.UU. determinó que Maduro no cumplió plenamente los compromisos asumidos en el marco del Acuerdo de Barbados firmados con representantes de la oposición en octubre de 2023, lo cual trajo como consecuencia que la Licencia GL44, que autorizaba transacciones relacionadas con operaciones del sector de petróleo o gas en Venezuela, terminó su vigencia el 18 de abril de 2024. Por su parte, la OFAC había emitido el día anterior (17 de abril) la Licencia General GL44-A que otorgaba a las empresas 45 días para cerrar las operaciones autorizadas por la GL 44, no obstante, declaró que las empresas estadounidenses podrían solicitar licencias específicas para trabajar en Venezuela. El 21 de mayo de 2024, la OFAC concedió una licencia específica que permite a diferentes compañías del Grupo Repsol continuar sus operaciones en Venezuela en un marco de seguridad y estabilidad para el desarrollo de sus planes de negocio. Destaca en el periodo que Repsol ha alcanzado un acuerdo con PDVSA por el que Petroquiriquire ha adquirido dos nuevos campos petrolíferos en compensación de la deuda comercial histórica por venta de crudo (hasta diciembre 2023) de PDVSA con Petroquiriquire. Asimismo, Repsol y PDVSA han acordado realizar las gestiones pertinentes para extender el plazo de la licencia de los campos de Petroquiriquire hasta 2046.

Adicionalmente, los resultados de las elecciones en EE.UU. en el mes de noviembre, implican un cambio en la administración americana a partir de 20 de enero de 2025. Se mantiene un alto nivel de incertidumbre en relación a la política exterior que se pueda poner en marcha respecto a Venezuela. En este sentido, Repsol continúa adoptando las medidas necesarias para continuar su actividad en Venezuela con pleno respeto a la normativa internacional de sanciones aplicable, incluyendo las políticas estadounidenses en relación con Venezuela, y está haciendo un seguimiento constante de su evolución y, por tanto, de los eventuales efectos que pudieran tener sobre dichas actividades.

⁴⁰ La emisión por parte de la United States Office of Foreign Assets Control (OFAC) de la licencia General 44 -GL44- como consecuencia de los acuerdos alcanzados entre el régimen venezolano y la oposición en octubre de 2023. Esta licencia autorizaba las transacciones relacionadas con el sector venezolano de O&G, incluidas las operaciones con PDVSA.

⁴¹ 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.

⁴² Fuente: Estimado del Fondo Monetario Internacional.

⁴³ Valores estimados según Índice Nacional de Precios de la Asamblea Nacional (INPCAN).

⁴⁴ Tipo de cambio de referencia SIMECA (Sistema del Mercado Cambiario).

⁴⁵ 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).

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, 14.3 y 17).

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 1983-2023") 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.

Durante este periodo, el Grupo ha actualizado las provisiones existentes relacionadas con sus negocios en Venezuela. La actualización del perfil de riesgo de crédito de PDVSA y del entorno previsible de los negocios ha tenido reflejo en el valor de los activos y de los instrumentos de financiación y cuentas a cobrar a PDVSA (con un impacto en resultados antes de impuestos de +118 millones de euros, ver Notas 12, 14.3, 18 y 21)⁴⁶, así como en el valor de las inversiones contabilizadas por el método de la participación (con un impacto en resultados de -111 millones de euros, ver Notas 17 y 5). Estas estimaciones e impactos ya recogen los efectos derivados del acuerdo con PDVSA indicado anteriormente.

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 2024 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 2024 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 exposición patrimonial de Repsol en Bolivia a 31 de diciembre de 2024 asciende a 523 millones de euros (incluyendo 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, sector sanitario) aumentan por la escasez de dólares, la incertidumbre en la provisión de combustibles y la inflación de alimentos y medicamentos principalmente. En medio de presiones políticas de cara a las Elecciones Presidenciales del próximo 17 de agosto de 2025, la inflación acumulada a 31 de diciembre asciende al 10%.

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 el año, el regulador financiero ha establecido medidas en el sistema bancario (comisiones de hasta un 10% y 20% aplicables a dólares americanos y otras monedas, respectivamente, a transacciones en el exterior superiores a 1.000 dólares americanos), lo que refleja también el movimiento de divisas en el mercado paralelo.

La inestabilidad política y económica se ha mantenido durante el ejercicio, sin que las operaciones del Grupo se hayan visto afectadas de manera significativa. Para 2025 se prevé un escenario político más agitado dado que habrá elecciones presidenciales.

La producción neta media en Bolivia en 2024 ha alcanzado los 32,1 miles de barriles equivalentes de petróleo día (30,8 miles de barriles equivalentes de petróleo al día durante el mismo período de 2023).

⁴⁶ Reconocidos en los epígrafes de "(Dotación)/Reversión por deterioro" (riesgo de crédito, ver Notas 4.4 y 14.3) y de "Deterioro de instrumentos financieros" (ver Nota 6), de la cuenta de pérdidas y ganancias.

Argelia

Repsol tiene en Argelia dos bloques en fase de producción *Reggane Nord* y Bloque 405a -con las licencias MLN, EMK y *Ourhoud*-.

El 22 de diciembre de 2024 el Consejo de Ministros argelino ha aprobado el contrato firmado en 2023 por el Bloque 405a, para la extensión de las operaciones por 25 años con opción de 10 años adicionales. 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 2024 ascienden a 13,9 millones de barriles equivalentes de petróleo. De la cifra de reservas probadas netas, en torno al 89% corresponden al proyecto de gas en producción de *Reggane*, que está situado en el Sahara argelino, en la cuenca de *Reggane*.

La exposición patrimonial de Repsol en Argelia a 31 de diciembre de 2024 asciende a 198 millones de euros (incluyendo fundamentalmente el inmovilizado material a dicha fecha).

Respecto a la situación geopolítica, se han celebrado elecciones presidenciales en septiembre, resultando reelegido el anterior presidente, lo que ha dado continuidad a la estabilidad regional. En noviembre, Argelia ha levantado todas las restricciones comerciales para el comercio exterior que mantenía con España desde 2022, normalizando así las relaciones bilaterales entre ambos países.

La producción neta media en Argelia en 2024 ha alcanzado los 11,1 miles de barriles equivalentes de petróleo al día provenientes de los bloques *Reggane Nord* y 405a (11,0 miles de barriles equivalentes de petróleo al día en 2023).

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 2024 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 2024 ascienden a 92,2 millones de barriles equivalentes de petróleo.

La exposición patrimonial de Repsol en Libia a 31 de diciembre de 2024 asciende a 312 millones de euros (incluyendo 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 Benghazi.

En 2024 la producción se ha interrumpido en dos ocasiones: la primera entre el 3 y el 21 de enero por protestas de ciudadanos del sur del país que reclamaban resolver la escasez de combustible, y mejores condiciones para la zona y una segunda entre el 3 de agosto y el 3 de octubre debido a una disputa entre los dos gobiernos por el control del Banco Central de Libia, que finalizó con un acuerdo para instaurar una nueva junta directiva en el Banco Central, lo que permitió reanudar la producción.

La producción neta media de petróleo crudo de Repsol en Libia en 2024 ha ascendido a 27,0 miles de barriles de petróleo al día (32,9 miles de barriles de petróleo al día en 2023).

[27] 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 29.4).
- 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 17).

A continuación, se detallan los ingresos, gastos, otras transacciones y saldos registrados a 31 de diciembre por operaciones con partes vinculadas:

Ingresos y gastos	2024				2023			
	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
<i>Millones de euros</i>								
Gastos financieros	—	13	—	13	—	62	—	62
Arrendamientos	—	1	—	1	—	1	—	1
Recepciones de servicios	—	66	—	66	—	71	—	71
Compra de bienes ⁽²⁾	—	1.106	—	1.106	—	1.307	—	1.307
Otros gastos ⁽³⁾	—	170	—	170	—	125	—	125
TOTAL GASTOS	—	1.356	—	1.356	—	1.566	—	1.566
Ingresos financieros	—	64	—	64	—	133	—	133
Prestación de servicios	—	10	—	10	—	17	—	17
Venta de bienes ⁽⁴⁾	—	524	—	524	—	597	—	597
Otros ingresos	—	167	—	167	—	35	—	35
TOTAL INGRESOS	—	765	—	765	—	782	—	782

Otras transacciones	2024				2023			
	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
<i>Millones de euros</i>								
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) ⁽⁵⁾	—	255	—	255	—	273	—	273
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	—	34	—	34	—	372	—	372
Garantías y avales prestados ⁽⁶⁾	—	—	—	—	—	718	—	718
Garantías y avales recibidos	—	—	—	—	—	—	—	—
Compromisos adquiridos ⁽⁷⁾	—	27	—	27	—	33	—	33
Dividendos y otros beneficios distribuidos ⁽⁸⁾	2	—	—	2	1	—	—	1
Otras operaciones ⁽⁹⁾	—	374	—	374	—	1.099	—	1.099

Saldos a cierre del periodo	2024				2023			
	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
<i>Millones de euros</i>								
Clientes y Deudores comerciales	—	149	—	149	—	163	—	163
Préstamos y créditos concedidos	—	1.037	—	1.037	—	983	—	983
Otros derechos de cobro	—	—	—	—	—	116	—	116
TOTAL SALDOS DEUDORES	—	1.186	—	1.186	—	1.262	—	1.262
Proveedores y Acreedores comerciales	—	304	—	304	—	188	—	188
Préstamos y créditos recibidos ⁽¹⁰⁾	—	177	—	177	—	243	—	243
Otras obligaciones de pago	—	1	—	1	—	1	—	1
TOTAL SALDOS ACREEDORES	—	482	—	482	—	432	—	432

Nota: En 2023 las tablas de Ingresos y gastos y Otras transacciones, en la columna "Personas, sociedades o entidades del Grupo", incluyen las transacciones con Repsol Resources UK Ltd (RRUK) hasta la fecha de su toma de control (ver Nota 24).

⁽¹⁾ Incluye aquellas transacciones realizadas con Administradores y Directivos no incluidas en la Nota 29 "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 2024 la columna "Personas, sociedades o entidades del Grupo" incluye, fundamentalmente, compras de productos a Repsol Sinopec Brasil (RSB) y a Iberian Lube Base Oil, S.A. (ILBOC) por importe de 726 y 164 millones de euros, respectivamente (889 y 180 millones de euros en 2023).

⁽³⁾ Incluye principalmente dotaciones por riesgos de crédito de cuentas a cobrar e instrumentos financieros (ver Nota 14.3 y 26).

⁽⁴⁾ En 2024 y 2023 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 343 y 96 millones de euros en 2024, respectivamente (366 y 103 millones de euros en 2023).

⁽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 2023, incluye fundamentalmente las garantías concedidas a RRUK, emitidas en el curso normal de las operaciones para cubrir las obligaciones de desmantelamiento de plataformas offshore en el mar del Norte.

⁽⁷⁾ Corresponde a los compromisos de compras, inversión o gasto adquiridos en el periodo (ver Nota 23).

⁽⁸⁾ En 2024 y 2023 incluyen los importes correspondientes al dividendo en efectivo pagado en enero y en julio de 2024 y 2023.

⁽⁹⁾ En 2024 y 2023 "Personas, sociedades o entidades del Grupo" incluye fundamentalmente amortizaciones y/o cancelaciones de préstamos concedidos y recibidos y en 2023 cancelaciones de garantías concedidos a RRUK.

⁽¹⁰⁾ En 2024 incluye, fundamentalmente, pasivos financieros con Equion Energía, Ltd. y BPRY Caribbean Ventures, LLC. por importe de 174 y 3 millones de euros, respectivamente (en 2023 incluía 156 y 80 millones de euros con Equion Energía, Ltd. y BPRY Caribbean Ventures, LLC., respectivamente).

[28] Obligaciones con el personal

28.1 Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores 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 65 y 51 millones de euros en 2024 y 2023, 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 2024 y 2023 ha ascendido a 11,6 y 8 millones de euros, respectivamente.

28.2 Planes de pensiones de prestación definida

Determinados colectivos tienen reconocidos planes de pensiones de prestación definida para las contingencias de invalidez permanente total o absoluta, gran invalidez y fallecimiento para los que existen pólizas de seguro contratadas con una entidad externa. El importe total cargado en la cuenta de pérdidas y ganancias del Grupo en 2024 y 2023 ha sido un gasto de 2 millones de euros y 3 millones de euros, respectivamente, y las provisiones reconocidas en el balance de situación por dichos planes asciende a 31 de diciembre de 2024 y 2023 a 15 y 20 millones de euros, respectivamente (ver Nota 19).

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.

28.3 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 2021-2024, 2022-2025, 2023-2026 y 2024-2027. El Programa 2020-2023 se ha cerrado y sus beneficiarios han percibido la retribución variable correspondiente en 2024.

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* supone un 50% respectivamente, del Incentivo total, calculado en la fecha de concesión. Para el resto de los beneficiarios del Programa, dicha proporción es de un 70% en metálico y de un 30% en *performance shares*.

A este respecto, el importe del Incentivo a Largo Plazo 2021-2024 que percibirán los miembros del Comité Ejecutivo ascenderá a 1.315.365 euros en metálico y 145.492 acciones de la Sociedad, equivalentes a 1.700.803 euros (78.849 acciones una vez descontado el ingreso a cuenta del IRPF).⁴⁷

Para asumir estos compromisos se han reconocido gastos por importe de 17 millones de euros en 2024 y en 2023, siendo la obligación pendiente de desembolso acumulada a 31 de diciembre de 48 millones de euros en 2024 y en 2023.

28.4 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, para el Duodécimo Ciclo un nivel de consecución global de los objetivos establecidos en el Programa de Incentivo a Largo Plazo cerrado en el ejercicio precedente a la fecha de entrega de las acciones, igual o superior al 75%, y para los Ciclos Decimotercero y sucesivos, 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%, sin considerar en ningún caso la facultad de modulación cualitativa de la que dispone el Consejo de Administración.

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
Duodécimo ciclo (2022-2025) ⁽¹⁾	214	134.064	15,1098	44.652
Decimotercer ciclo (2023-2026) ⁽²⁾	229	170.359	13,0146	56.716
Decimocuarto ciclo (2024-2027) ⁽³⁾	500	258.377	14,6559	85.957

⁽¹⁾ Incluye 13.184 acciones entregadas al Consejero Delegado como pago parcial del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2018-2021.

⁽²⁾ Incluye 10.845 acciones entregadas al Consejero Delegado como pago parcial del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2019-2022.

⁽³⁾ Incluye 19.820 acciones entregadas al Consejero Delegado como pago parcial del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2020-2023. 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.

Un total de 500 empleados y directivos, incluyendo el Consejero Delegado y el resto de miembros del Comité Ejecutivo, se han acogido al decimocuarto ciclo del "Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo (ILP) 2024-2027". Este año como novedad, todos los beneficiarios han podido destinar al Plan, las acciones percibidas como liquidación del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2020-2023. De esta forma, los participantes han destinado 152.294 acciones percibidas, con fecha 21 de febrero de 2024, como pago del ILP 2020-2023 a un precio medio de 13,68 euros por acción y han adquirido, con fecha 16 de mayo de 2024, 106.083 acciones a un precio medio de 14,66 euros por acción. En consecuencia, el número total de acciones destinadas por los participantes al Plan 2024-2027 es de 258.377 y el compromiso máximo de entrega de acciones correspondiente al decimocuarto 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 85.957 acciones. El Consejero Delegado participa en el Plan con un total de 35.987 acciones, de las que 19.820 le fueron entregadas como pago parcial del ILP 2020-2023 y los restantes miembros del Comité Ejecutivo con un total de 29.023 acciones, de las que 21.739 les fueron entregadas como pago parcial de Programa ILP 2020-2023.

En atención a este Plan, a 31 de diciembre de 2024 y 2023, se ha registrado un gasto en el epígrafe "Gastos de personal" con contrapartida en el epígrafe "Otros instrumentos de patrimonio" del patrimonio neto por importe de 0,49 millones de euros.

Asimismo, con fecha 31 de mayo de 2024, se ha cumplido el periodo de consolidación del undécimo ciclo del Plan. Como consecuencia de ello, 161 beneficiarios de este ciclo consolidaron derechos a la entrega de un total de 54.621 acciones (recibiendo un total de 40.557 acciones una vez descontado el ingreso a cuenta del IRPF a realizar por la Sociedad). A este

⁴⁷ A efectos de este informe y, para el cálculo de la liquidación del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2021-2024, se ha tomado como precio más razonable el de cierre de la acción a 31 de diciembre de 2024, si bien la liquidación real se realizará con el precio de cierre de 19 de febrero de 2025.

respecto, los miembros del Comité Ejecutivo, así como el resto de Consejeros Ejecutivos, consolidaron derechos a la entrega de 23.947 acciones (una vez descontado el ingreso a cuenta a realizar por la Sociedad, recibieron un total de 16.368 acciones).

ii.) “Planes de Adquisición de Acciones”

Durante el 2024, el Grupo ha entregado a los empleados 1.243.878 acciones propias por importe de 16,4 millones de euros. Los miembros del Comité Ejecutivo, conforme a los términos previstos en el Plan, han adquirido un total de 2.802 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.

[29] Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo

29.1 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 25 de mayo de 2023, es de 8,5 millones de euros.

Las retribuciones devengadas en el ejercicio 2024 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)							Total
	Consejo	C. Delegada	Consejero Independiente Coordinador	C. Auditoría	C. Nombram.	C. Retribuc.	C. Sostenib.	
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	—	—	286.966
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	—	309.040
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 2024 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 Nombramientos, (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 0,356 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 2024, 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	1,320
Remuneración variable y en especie ⁽¹⁾	2,388

⁽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 undécimo ciclo del Plan de Compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, según se detalla en el apartado 28.4.

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 2024 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 2024 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	0,279

e) "Plan de Compra de acciones" por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo

El 31 de mayo de 2024 se cumplió el periodo de consolidación del undécimo ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo (ver Nota 28.4). Como consecuencia de ello, D. Josu Jon Imaz consolidó derechos a la entrega de un total de 17.036 acciones brutas, valoradas a un precio de 14,32 euros por acción.

29.2 Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2024, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

29.3 Otras operaciones con los administradores

Durante el ejercicio 2024, 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 2022-2025, 2023-2026 y 2024-2027 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, descrito en la Nota 28.4.

Durante el ejercicio 2024 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.

29.4 Retribuciones del personal directivo

a) Alcance

Repsol considera “*personal directivo*” a los miembros del Comité Ejecutivo. Durante 2024, un total de 9 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 2024 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 2024, la retribución devengada responde al siguiente detalle:

	Millones de euros
Sueldo	4,459
Dietas	0,04
Remuneración Variable ⁽¹⁾	4,344
Remuneraciones en Especie ⁽²⁾	0,818
Plan de previsión de directivos	0,987

⁽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 6.911 acciones brutas adicionales correspondientes al undécimo ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, con un valor de 14,32 euros por acción, equivalente a 98.955 euros brutos. Asimismo, incluye las aportaciones realizadas a los planes de pensiones mantenidos con el personal directivo (ver Nota 28), junto con las primas satisfechas por seguros de vida e invalidez, que han ascendido a 0,115 millones de euros.

c) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2024, Repsol, S.A. tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,049 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio de 2,28% durante el presente ejercicio.

29.5 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 2024, ningún miembro del personal directivo de la Compañía ha percibido indemnización alguna por extinción del contrato y pacto de no concurrencia.

29.6 Otras operaciones con el personal directivo

Durante el ejercicio 2024, 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 2022-2025, 2023-2026 y 2024-2027 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, descrito en la Nota 28.4.

29.7 Seguro de responsabilidad civil

Durante el ejercicio 2024, 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 29.4 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 3,3 millones de euros. La póliza también cubre a las distintas sociedades del Grupo bajo ciertas circunstancias y condiciones.

[30] 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	
	2024	2023
Servicios de auditoría	9,5	7,6
Otros servicios:	2,4	1,8
Relacionados con la auditoría	2,4	1,8
Fiscales	—	—
Otros	—	—
Total ⁽¹⁾	11,9	9,4

⁽¹⁾ Los honorarios aprobados en 2024 de PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. (excluyendo las sociedades de su red) por Servicios de auditoría y otros servicios distintos ascienden a (6,3) millones de euros y a (1,9) 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 distintos" 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 e Información sobre Sostenibilidad del Informe de Gestión consolidado 2024. No se han prestado servicios fiscales ni otro tipo de servicios distintos de los relacionados con la auditoría.

[31] Hechos posteriores

En 2025 y antes de la publicación del presente informe destaca el siguiente acontecimiento:

- El 30 de enero de 2025, Repsol International Finance B.V. ha comunicado a los bonistas de los bonos subordinados emitidos en marzo de 2015 (ver Nota 11.2), su decisión de amortizar el próximo 25 de marzo el saldo remanente de la emisión (726 millones de euros de importe nominal), lo que supondrá un desembolso estimado de 759 millones de euros (incluye nominal e intereses devengados y no pagados hasta dicha fecha).
- 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. atenderá el requerimiento en el plazo establecido, aportando la información y documentación solicitada y, con ello, acreditando la falta de fundamento de la denuncia.

Anexo I: Estructura societaria del Grupo

Anexo IA: Principales sociedades que configuran el Grupo

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2024		
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾	
					%		
EXPLORACION Y PRODUCCION							
Akakus Oil Operations, B.V.	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	36,75	49,00	
Aves OS LLC (4)	Repsol Earth Solutions USA, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	33,75	45,00	
Aves WC LLC (4)	Repsol Earth Solutions USA, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	33,75	45,00	
BP Trinidad & Tobago, Ll.c.	BPRY Caribbean Ventures, Ll.c.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	22,50	100,00	
BPRY Caribbean Ventures, Ll.c.	Repsol Exploración, S.A.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	22,50	30,00	
Cardón IV, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	37,50	50,00	
Colombia Pipelines, Ltd.	Equion Energía, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	49,00	100,00	
Edwards Gas Services, Ll.c.	Repsol Oil & Gas USA, LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	
Equion Energía, Ltd.	Repsol, S.A.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	49,00	49,00	
FEHI Holding, S.a.r.l.	Repsol Exploración, S.A.U.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	
Fortuna International (Barbados), Inc. (9)	Repsol E&P S.a.r.l.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	
Fortuna Resources (Sunda), Ltd. (8)	Talisman UK (South East Sumatra), Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	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	
Pacific Compass, LLC	Repsol E&P USA, LLC	Estados Unidos	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.(N.C.)	36,75	49,00	
Paladin Resources, Ltd.	FEHI Holding, S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	
Petrocarabobo, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	8,25	11,00	
Petroquiriqué, S.A. - Empresa Mixta	Repsol Exploración, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(N.C.)	30,00	40,00	
Pikka Transportation Company, LLC (4)	Repsol Alaska PTC, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	36,75	49,00	
Quiriquiré Gas, S.A.	Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(N.C.)	45,00	60,00	
Repsol Alaska PTC, LLC (4)	Repsol Holdings Upstream USA Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	
Repsol Alpha Limited	Repsol Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	
Repsol Andaman B.V.	Repsol Exploración, S.A.U.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	I.G.	75,00	100,00	
Repsol Angostura, Ltd. (5)	Repsol Exploración, S.A.U.	Trinidad y Tobago	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	I.G.	75,00	100,00	
Repsol Beta Limited.	Repsol Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	
Repsol Bolivia, S.A.	Repsol Exploración, S.A.U.	Bolivia	Prestación de servicios	I.G.	75,00	100,00	
Repsol Colombia Oil & Gas Limited	Repsol Exploración, S.A.U.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	
Repsol Corridor, S.A.U.	Fortuna International (Barbados), Inc.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	
Repsol Delta Limited	Repsol Resources UK, Ltd.	Reino Unido	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 S.a.r.l.	Repsol Upstream B.V.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	75,00	
Repsol E&P USA, Ll.c.	Repsol Holdings Upstream USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	
Repsol Eagle Ford North LLC.	Repsol Oil & Gas USA, LLC.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2024		
				Método de conso. ⁽¹⁾	%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
Repsol Earth Solutions Holding, S.L. (Unipersonal) (4)	Repsol E&P S.a.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.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploración Argelia, S.A.	Repsol Exploración, S.A.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 (10)	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Guinea, S.A.U.	Repsol RGI, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Guyana, S.A.	Repsol Exploración, S.A.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	Repsol Exploración, S.A.U.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploración Murzuq, S.A.U.	Repsol Exploración, S.A.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploración Perú, S.A.U.	Repsol Exploración, S.A.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploracion South East Jambi B.V.	Repsol Exploración, S.A.U.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploración South Sakakemang, S.L.	Repsol Exploración, S.A.U.	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 (10)	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Tobago, S.A.	Repsol Exploración, S.A.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploración West Papúa IV, S.L.	Repsol Exploración, S.A.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploración, S.A.U.	Repsol E&P S.a.r.l.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Exploration Advanced Services, A.G.	Repsol Exploración, S.A.U.	Suiza	Sociedad prestadora de servicios de recursos humanos	I.G.	75,00	100,00
Repsol E&P Holdings S.à r.l. (4)	Repsol E&P S.a.r.l.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Repsol E&P Capital Markets US LLC (4)	Repsol Holdings Upstream USA Inc.	Estados Unidos	Financiera	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 RGI, S.L.U. (18)	Repsol, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.U.	Repsol Exploración, S.A.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol LNS Limited	Repsol Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Norge, AS	Repsol Exploración, S.A.U.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol North Sea Limited	Repsol Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	Repsol Exploración, S.A.U.	España	Operación de un oleoducto para transporte de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol OCS LLC (4)	Repsol Holdings Upstream USA Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Offshore E&P USA, Inc.	Repsol Holdings Upstream USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	I.G.	75,00	100,00
Repsol Oil & Gas Australasia Pty, Ltd.	Repsol Exploración, S.A.U.	Australia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Oil & Gas Australia (JPDA o6-105) Pty Ltd.	Paladin Resources, Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Oil & Gas Gulf of Mexico, LLC	Repsol Holdings Upstream USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Holdings Upstream USA Inc. (11)	FEHI Holding, S.a.r.l.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2024	
					%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
Repsol Oil & Gas RTS Sdn, Bhd.	Repsol RGI, S.L.U.	Malasia	Sociedad de servicios compartidos (10)	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 o7/o3 Pty Ltd.	Repsol RGI, S.L.U.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	I.G.	100,00	100,00
Repsol Oil Trading Limited	Repsol North Sea Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Oriente Medio, S.A.	Repsol RGI, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	I.G.	100,00	100,00
Repsol Pension and Life Scheme Limited	Repsol Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Perpetual Norge, A.S.	Talisman Perpetual (Norway), Ltd.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	I.G.	75,00	100,00
Repsol Sakakemang, B.V.	Repsol Exploración, S.A.U.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Salamanca Midstream, LLC	Repsol Oil & Gas Gulf of México, 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. (4)	Repsol E&P S.a.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 (10)	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, S.A.	Repsol E&P S.a.r.l.	Brasil	Explotación y comercialización de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	45,01	60,01
Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Repsol E&P S.a.r.l.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	45,00	60,00
Repsol Resources UK, Ltd.	Talisman Colombia Holdco, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Transgasindo S.à r.l.	Fortuna International (Barbados), Inc.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Repsol Transportation (UT) Limited	Repsol North Sea Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Trustees (U.K.) Limited.	Repsol Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	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 U.K., Ltd. (5)	Repsol Exploración, S.A.U.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Venezuela, S.A.	Repsol Exploración, S.A.U.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Repsol Zeta Limited	Repsol Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Rigel Petroleum (NI), Ltd.	Rigel Petroleum UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Rigel Petroleum UK, Ltd.	Repsol Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Salamanca Infrastructure, LLC	Repsol Salamanca Midstream, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	1,87	2,50
Salamanca Infrastructure Finance, LLC	Salamanca Infrastructure, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	1,87	100,00
Salamanca FPS Infra, LLC	Salamanca Infrastructure, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	1,87	100,00
Salamanca OGL Infra, LLC	Salamanca Infrastructure, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	1,87	100,00
Santiago Oil, Co. (30)	Equion Energía, Ltd.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	1,87	2,50
Sierracol Energy Arauca, LLC	Repsol E&P S.a.r.l.	Colombia	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	18,75	25,00
Talisman (Asia), Ltd.	Repsol Exploración, S.A.U.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	I.G.	75,00	100,00
Talisman (Block K 39), B.V.	Repsol Exploración, S.A.U.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	I.G.	75,00	100,00
Talisman Energy DL, Ltd.	Repsol Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	I.G.	75,00	100,00
Talisman Energy NS, Ltd.	Repsol Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	I.G.	75,00	100,00
Talisman (Jambi Merang), Ltd.	Repsol Exploración, S.A.U.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	I.G.	75,00	100,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2024	
					%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
Talisman (Sageri), Ltd.	Repsol Exploración, S.A.U.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	I.G.	75,00	100,00
Talisman (Vietnam 133 & 134), Ltd.	Repsol RGI, S.L.U.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	I.G.	100,00	100,00
Talisman Colombia Holdco, Ltd.	Repsol Exploración, S.A.U.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Talisman East Jabung, B.V.	Repsol Exploración, S.A.U.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	I.G.	75,00	100,00
Talisman Perpetual (Norway), Ltd.	FEHI Holding, S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera (10)	I.G.	75,00	100,00
Talisman Resources (Bahamas), Ltd. (7)	Paladin Resources, Ltd.	Bahamas	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	I.G.	75,00	100,00
Talisman Resources (North West Java), Ltd.	Talisman UK (South East Sumatra), Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	I.G.	75,00	100,00
Talisman UK (South East Sumatra), Ltd.	Paladin Resources, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	I.G.	75,00	100,00
Transportadora Sulbrasileira del Gas, S.A.	Repsol Exploração Brasil Ltda	Brasil	Construcción y explotación de un gasoducto	P.E.(N.C.)	25,00	25,00
Transworld Petroleum (U.K.) Ltd.	Repsol North Sea Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00
Vung May 156 - 159 Vietnam, B.V.	Repsol RGI, S.L.U.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (10)	I.G.	100,00	100,00
YPFB Andina, S.A.	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	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						
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. (21)	España	Gestión de residuos y reciclado mecánico de plásticos	P.E.(N.C.)	27,00	27,00
Alba Emission Free Energy, S.A.	Petróleos del Norte, S.A.	España	Actividades de descarbonización	I.G.	85,98	100,00
Asfaltos Españoles, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Producción de asfaltos	I.P. (3)	49,99	50,00
Basque Hydrogen, S.L.	Alba Emission Free Energy, S.A.	España	Actividades de descarbonización	P.E.(N.C.)	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
Bioenergía Els Vent, S.L.U. (4)	The Green Vector Renewables, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	12,87	100,00
Bioenergía Gas Renewable II, S.L.U. (4)	Genia Bioenergy, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	25,75	100,00
Bioenergía Gas Renewable IV, S.L.U. (4)	The Green Vector Renewables, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	12,87	100,00
Bioenergía Gas Renewable V, S.L.U. (4)	The Green Vector Renewables, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	12,87	100,00
Bioenergía Gas Renewable VII, S.L.U. (4)	The Green Vector Renewables, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	12,87	100,00
Bioenergía GBP I, LDA (4)	Genia Bioenergy Portugal, LDA	Portugal	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	25,49	100,00
Bioenergía GBP II, LDA (4)	Genia Bioenergy Portugal, LDA	Portugal	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	25,49	100,00
Bioenergía GBP III, LDA (4)	Genia Bioenergy Portugal, LDA	Portugal	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	25,49	100,00
Bioenergía GBP IV, LDA (4)	Genia Bioenergy Portugal, LDA	Portugal	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	25,49	100,00
Biscay Eco Aggregates, S.L.	Alba Emission Free Energy, S.A.	España	Planta de fijación de CO2 para la valorización material de residuos en eco-áridos (mineralización)	I.G.	64,48	75,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2024		
				Método de conso. ⁽¹⁾	%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
Biscay Pyrolytic Ecomaterials, S.L. (13)	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
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.	100,00	100,00
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.	99,24	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.(N.C.)	50,00	100,00
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	México	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.(N.C.)	50,00	99,99
Dynasol Elastómeros, S.A.U.	Dynasol Gestión, S.L.	España	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.(N.C.)	50,00	100,00
Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	Repsol Química, S.A.	México	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.(N.C.)	50,00	50,00
Dynasol Gestión, S.L.	Repsol Química, S.A.	España	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.(N.C.)	50,00	50,00
Dynasol, LLC.	Dynasol Gestión, S.L.	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.(N.C.)	50,00	100,00
Ecoplanta Molecular Recycling Solutions, SL	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Promoción, diseño, construcción y explotación de instalaciones de reciclaje molecular.	I.G.	100,00	100,00
Enerkem Inc.	Repsol Química, S.A.	Canadá	Producción de syngas renovable (metanol) a partir de residuos urbanos	P.E.	49,81	49,81
Enerkem Spain Holding, S.L.U.	Enerkem Inc.	España	Producción de syngas renovable (metanol) a partir de residuos urbanos	P.E.	49,81	100,00
General Química, S.A.U.	Dynasol Gestión, S.L.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	P.E.(N.C.)	50,00	100,00
Genia Bioenergy Investments, S.L.U (4)	Genia Bioenergy, S.L	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	25,75	100,00
Genia Bioenergy Portugal, LDA (4)	Genia Bioenergy, S.L	Portugal	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	25,49	99,00
Genia Bioenergy, S.L (4)	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	25,75	25,75
Grupo Repsol del Perú, S.A.C.	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.(N.C.)	55,00	100,00
Iberian Lube Base Oils Company, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Desarrollo y producción de bases lubricantes	I.P. (3)	29,99	30,00
Ibero Waste Trading S.L.	Repsol Industrial Transformación S.L.U.	España	Gestión de residuos	P.E.(N.C.)	55,00	55,00
Industrias Negromex, S.A. de C.V.	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	México	Fabricación de hules sintéticos	P.E.(N.C.)	50,00	99,99
Insa Gpro (Nanjing), Synthetic Rubber Co. Ltd.	Dynasol China, S.A. de C.V.	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético	P.E.	25,00	50,00
Liaoning North Dynasol Synthetic Rubber Co. Ltd.	Dynasol Gestión, S.L.	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético	P.E.	25,00	50,00
Petróleos del Norte, S.A.	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.	España	Actividades de investigación	I.G.	85,98	100,00
Polidux, S.A.	Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00
Refinería La Pampilla, S.A.A.	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.	Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	España	Actividades anexas al transporte marítimo y por vías navegables interiores	I.P. (3)	37,71	38,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2024	
					%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
Remolcadores Puerto A Coruña, A.I.E.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Actividades anexas al transporte marítimo y por vías navegables interiores	I.P. (3)	59,98	60,00
Repsol Canadá, Ltd.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	Canadá	Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00
Repsol Chemie Deutschland, GmbH	Repsol Química, S.A.	Alemania	Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00
Repsol Comercial, S.A.C.	Refinería La Pampilla, S.A.A.	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	99,20	100,00
Repsol Energy North América Canada Partnership	Saint John LNG Limited Partnership (29)	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.	Perú	Venta de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos	I.G.	99,20	100,00
Repsol Industrial Services North America, LLC (4)	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 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.	99,97	99,97
Repsol Polímeros, Unipessoal, Lda.	Repsol Química, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00
Repsol Química, S.A.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00
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 Saint John LNG, S.L	Repsol LNG Holding, S.A.	España	Realización de estudios del sector (10)	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. (4)	Genia Bioenergy Investments, S.L.U	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	8,50	33,00
Saint John LNG Development Company Ltd. (9)	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. (4)	Genia Bioenergy, S.L	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	25,75	100,00
SPV BGR I, S.L.U. (4)	Bioenergía Gas Renovable II, S.L.U.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	25,75	100,00
SPV BGR II, S.L.U. (4)	Bioenergía Gas Renovable II, S.L.U.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	25,75	100,00
SPV BGR III, S.L.U. (4)	Bioenergía Gas Renovable II, S.L.U.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	25,75	100,00
SPV BIO Salas, S.L.U. (4)	Genia Bioenergy, S.L	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	25,75	100,00
SPV BIO Salerno, S.L.U. (4)	Genia Bioenergy, S.L	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	25,75	100,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2024		
				Método de conso. ⁽¹⁾	%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
Synkedia Biscay, AIE	Alba Emission Free Energy, S.A.	España	Construcción y operación de una planta demo para la síntesis de productos renovables	P.E.(N.C.)	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
TGV Gas Renovable Azumara, S.L.U. (4)	The Green Vector Renovables, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	12,87	100,00
TGV Gas Renovable Duero, S.L.U. (4)	The Green Vector Renovables, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	12,87	100,00
TGV Gas Renovable Jucar, S.L.U. (4)	The Green Vector Renovables, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	12,87	100,00
TGV Gas Renovable Segura, S.L.U. (4)	The Green Vector Renovables, S.L.	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	12,87	100,00
The Green Vector Renovables, S.L. (4)	Genia Bioenergy, S.L	España	Mantenimiento y explotación de centrales de generación de gases renovables	P.E.(N.C.)	12,87	50,00
Tucan LNG S.a.r.l.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	Luxemburgo	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00
CLIENTE						
Abastecimentos e Serviços de Aviação, Lda.	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	48,89	50,00
Air Miles España, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Programa Travel Club. Servicios de fidelización	P.E.	29,28	30,00
Arteche y García, S.L.U.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	97,60	100,00
Bardahl de México, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	47,92	49,00
Camps Estaciones de Servicio, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Explotación y gestión de estaciones de servicio	I.G.	97,60	100,00
Becsol, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Andorra	Distribución de productos petrolíferos	P.E.	32,45	33,25
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 HC Energía, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de energía eléctrica, gas natural u otros productos y servicios energéticos	P.E.(N.C.)	48,90	50,01
Combustibles Coria, S.L.U. (4)	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Explotación de estaciones de servicio	I.G.	97,60	100,00
Comercializador de Referencia Energético, S.L.U.	Cide HC Energía, S.A.	España	Comercialización de energía eléctrica	P.E.(N.C.)	48,90	100,00
Compañía Anónima de Revisiones y Servicios, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	92,72	95,00
Distribuidora Andalucía Oriental, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	P.E.(N.C.)	48,80	50,00
Distribuidora de Petróleos, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	I.G.	82,96	85,00
Ekiluz Energía Comercializadora, S.L.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de energía eléctrica	I.G.	97,79	100,00
Endomexicana Renta y Servicios, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	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
Estación de Servicio Barajas, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	93,70	96,00
Estación de Servicio Montsia, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	P.E.(N.C.)	48,80	50,00
Evsare, Tecnologías De Recarga, S.L. (4)	Repsol Customer Centric, S.L. (22)	España	Puntos de recarga de vehículos eléctricos	I.G.	97,79	100,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2024		
				Método de conso. ⁽¹⁾	%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
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
Gestao e Administração de Postos de Abastecimento Unipessoal, Lda.	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,79	100,00
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Gestión de Estaciones de Servicio	I.G.	97,60	100,00
Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Puntos de recarga de vehículos eléctricos	P.E. (N.C.)	48,89	50,00
Instalaciones Smart Spain, S.L. (4)	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Instalación de soluciones de autoconsumo energético y/o puntos de recarga eléctrica	P.E. (N.C.)	42,77	43,74
Klikin Deals Spain, S.L.U.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Gestión de clientes y de marketing de productos petrolíferos	I.G.	97,60	100,00
LGA Logística Global de Aviação, Lda.	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Transporte de productos petrolíferos de aviación	P.E.	19,56	20,00
Medusa Alternativas Suministro Eléctrico, S.L.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Ofrecer una solución de recarga que aporta ahorros económicos por término de potencia frente a una instalación convencional conectada a la red de distribución	P.E.	48,81	49,92
MUVEXT, S.A	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Operador de movilidad eléctrica	P.E.	71,22	72,83
OC Electricidad y Gas SL (4)	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de contratos de luz, gas y otros productos energéticos	P.E. (N.C.)	45,25	46,27
PT Pacific Lubritama Indonesia	United Oil Company Pte Ltd	Indonesia	Producción y distribución de lubricantes	P.E. (N.C.)	37,16	95,00
Régsiti 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
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,60	99,79
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, Lda.	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,79	100,00
Repsol Directo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,60	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 Gas 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 Lubricantes e Especialidades Brasil Participações, Ltda.	Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	Brasil	Producción y comercialización 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 México, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	97,79	100,00
Servicios Logísticos de Combustibles de Aviación, S.L	Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Transporte de productos petrolíferos de aviación	P.E. (N.C.)	48,85	50,00
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Ltda.	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	24,45	25,00
Solar 360 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. (N.C.)	48,89	50,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2024	
					%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
Solar 360 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 Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Gestión de medios de pago en Estaciones de Servicio	I.G.	97,60	100,00
Terminales Canarios, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	P.E. (N.C.)	48,80	50,00
United Oil Company Pte Ltd	Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	Singapur	Producción y distribución de lubricantes	P.E. (N.C.)	39,12	40,00
WIB Advance Mobility, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Alquiler de vehículos compartidos en ciudad.	P.E. (N.C.)	48,80	50,00
GENERACIÓN BAJA EN CARBONO						
Agua Amarga Wind LLC (4)	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.	75,00	100,00
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
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 1, S.L.U.	España	Infraestructuras comunes de evacuación de la electricidad	P.E.	18,77	49,06
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 (4)	Basque Wind Holdings LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Basque Wind Holdings LLC (4)	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 (4)	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. (20)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	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 (4)	CG NYISO LLC	Estados Unidos	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
Cefiro Holdco 1, 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

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2024	
					%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
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 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
CG Apache County Solar LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Apache County Solar II LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Apache County Wind LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Cochise County LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Grimes County LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Fountain Wind Holdings LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Fountain Wind LLC (4)	CG Fountain Wind Holdings LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Fulton County LLC (4)	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Henry County LLC (4)	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Hurricane Wash LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Leon County LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Leon County II LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Northwestern Solar I LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Northwestern Solar II LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Northwestern Wind I LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Northwestern Wind II LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG NYISO LLC (4)	ConnectGen Transmission LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Prairie Creek LLC (4)	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Pike Creek LLC (4)	Pike Creek Holdings LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG SB Group Holdings LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Six Mile Solar I LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Six Mile Solar II LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Three Points LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Western Renewables LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Western Renewables II LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Western Renewables III LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2024	
					%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
CG Western Renewables IV LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Western Renewables V LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Western Renewables VI LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Western Renewables VII LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Western Renewables VIII LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Western Renewables IX LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Western Renewables X LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Yakima Solar I LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
CG Yakima Solar II LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Clean Venture Acquisition LLC (4)	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 Cayuga County LLC (4)	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Chautauqua County LLC (4)	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Cross Road LLC (4)	IES ConnectGen Holdings LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Development LLC (4)	ConnectGen LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen East LLC (4)	ConnectGen Operating LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen East Storage LLC (4)	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Erie-Wyoming LLC (4)	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen LLC (4)	Repsol US Renewables, LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Management Holdings LLC (4)	ConnectGen LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Montgomery County LLC (4)	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen New York LLC (4)	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Operating LLC (4)	ConnectGen LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Services LLC (4)	ConnectGen LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen South Wrentham LLC (4)	IES ConnectGen Holdings LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Transmission LLC (4)	ConnectGen LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Cedar Crossing Wind LLC (4)	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen West LLC (4)	ConnectGen Operating LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Laramie County LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Phoenix Valley LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen Albany County LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
ConnectGen NY Solar LLC (4)	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Cyrasol Energia I S.r.l.	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2024	
					%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
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 (20)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Desarrollo Eólico Las Majas XIV, S.L.U.	Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U (20)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Desarrollo Eólico Las Majas XV, S.L.U.	Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U (20)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Desarrollo Eólico Las Majas XXVII, S.L.U.	Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U (20)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Desarrollo Eólico Las Majas XXXI, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Desarrollos Eólicos El Saladar, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol US Renewables, LLC	Repsol Renewables North America, Inc	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Energía Eólica Foque, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energía Eólica La Mayor, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energía Eólica Timón, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energía Electrones, S.L.U.	Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U (20)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energía Célula, S.L.U.	Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U (20)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energías Renovables de Cilene, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	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 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.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Energías Renovables de Kore, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	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., Eólica de Taltal, SpA	Generación y Suministro de Energía S.L. Repsol Chile, SpA	España Chile	Producción de energía eléctrica Sociedad de cartera	I.G.	38,25 75,00	100,00 100,00
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.(N.C.)	37,50	100,00
Evita Transmission LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Four Creeks LLC (4)	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
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

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2024	
					%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
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
Hecate Energy Frye Solar LLC	Take Wing Renewables, LLC (24)	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Hecate Energy Group, LLC	Repsol Renewables North America, Inc	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos fotovoltaicos y de baterías para el almacenamiento de energía	P.E.	30,00	40,00
Hecate Energy Longhorn Solar LLC	Repsol Renewables Development Company LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Hecate Energy Outpost Solar LLC	Repsol Renewables Development Company LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Heritage Praire Solar LLC (4)	Illinois Wind Infrastructure Holdings LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	P.E.(N.C.)	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 (4)	Interconnect Energy Storage LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Infraestructuras Compartidas Nudo Montetorrero, A.I.E.	Soluciones Tecnológicas de Energías Verdes, S.L.U	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Illinois Generation LLC (4)	Illinois Wind Infrastructure Holdings LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	P.E.(N.C.)	37,50	100,00
Illinois Wind Infrastructure Holdings LLC (4)	Clean Venture Acquisition LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	P.E.(N.C.)	37,50	50,00
Illinois Wind Transmission LLC (4)	Illinois Wind Infrastructure Holdings LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	P.E.(N.C.)	37,50	100,00
Instalaciones Comunes Cerrato, A.I.E. (4)	Iberen Renovables, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica	P.E.	39,75	53,00
Interconnect Energy Storage LLC (4)	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 2, 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.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2024	
					%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
ISC Greenfield 9, 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
Repsol Generación Hidráulica, S.L. (17)	Repsol Renovables, S.A (26)	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 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
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 LLC	Jicarilla Solar 1 Holdings, LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Jicarilla Solar 1 Class B LLC	Take Wing Renewables, LLC (23)	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Jicarilla Solar 1 Holdings LLC	Jicarilla Solar 1 Class B LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Jicarilla Solar 2 LLC	Jicarilla Solar 2 Holdings LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Jicarilla Solar 2 Bond Purchaser LLC	Jicarilla Solar 2 LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Jicarilla Solar 2 Holdings LLC	Jicarilla Solar 2 Class B LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Jicarilla Solar 2 Class B LLC	Take Wing Renewables, LLC (23)	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Jicarilla Storage 1 LLC	Jicarilla Solar 1 Holdings, LLC	Estados Unidos	Almacenamiento de energía	I.G.	75,00	100,00
Jicarilla Solar 1 Bond Purchaser LLC	Jicarilla Solar 1 LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Jicarilla Storage 1 Bond Purchaser LLC	Jicarilla Storage 1 LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	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 (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
LAAT Páramo de Sardón, A.I.E. (4)	Iberen Renovables, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica	P.E.	44,26	59,01
Laramie Range Wind, LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	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
LCG Renewables Energies France Limited	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Lighthouse Renewable, Corp	Repsol Renewables North America, Inc	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Lincoln Pin Solar LLC (4)	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.	61,50	82,00
Meridian Creek LLC (4)	ConnectGen West LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Meridian Lake LLC (4)	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 (20)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Nesa Vento Galego 1, S.L.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Nesa Vento Galego 2, S.L.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2024	
					%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
Nesa Vento Galego 3, S.L.	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 (4)	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
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. (4)	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.(N.C.)	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 Hercules, S.L.U.	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Parque FV Orion, 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.(N.C.)	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, 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 (4)	Repsol Renewables OpCo Holding, LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	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
PI Italy 2 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 (4)	ConnectGen East 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.	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
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 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

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2024	
					%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
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. (4)	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. (16)	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
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
Renovacyl, S.A.	Generación y Suministro de Energía S.L.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00
Repsol Ala dei Sardi, S.r.l.	Repsol Renovables, S.A.	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.	Repsol Renovables, S.A.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Generación de 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 Ibereólica Renovables Chile SpA	Repsol Chile, SpA	Chile	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	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. (15)	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Montepuccio 1, S.r.l.	Repsol Renovables, S.A.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Montepuccio 2, S.r.l.	Repsol Renovables, S.A.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Monti, S.r.l.	Repsol Renovables, S.A.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Nughedu S.R.L.	Repsol Renovables, S.A.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Orria, S.r.l.	Repsol Renovables, S.A.	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 Renewables Development Company LLC	Repsol Renewables US HoldCo, LLC (27)	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
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 (4)	Repsol Renewables US HoldCo, LLC (23)	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Repsol Renewables OpCo, LLC (4)	Repsol Renewables US HoldCo, LLC (25)	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Repsol Renewables Services North America, LLC (4) (12)	ConnectGen LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	99,99
Repsol Renewables US HoldCo, LLC (4)	Repsol Renewables North America, Inc	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00
Repsol Renovables Consumos Industriales, S.L.U. (14)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2024	
					%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
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.	Repsol Renovables, S.A.	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 Uta S.R.L.	Repsol Renovables, S.A.	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.	Repsol Renovables, S.A.	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 Villarrobledo, 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 (4)	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. (4)	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 Edward S.r.l.	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Solar Fotovoltaica Villena, S.L.	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 (20)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Southern Tier Energy Storage LLC (4)	CG NYISO LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Somonauk Solar LLC (4)	ConnectGen East LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Take Wing Renewables, LLC (4)	Pecos Renewables North America, LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Three Mounds Solar LLC (4)	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.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Trillo Solar Fotovoltaica 2, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Trillo Solar Fotovoltaica 3, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Trillo Solar Fotovoltaica 4, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	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
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

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2024	
					%	
					Part. Efectiva	Part. Control ⁽²⁾
Western NY Energy Storage LLC (4)	CG NYISO LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00
Walnut Hill Solar LLC (4)	ConnectGen East 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. (4)	Albatros, S.A.R.L.	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00
DACMa, GmbH	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Alemania	Desrrollo y comercialización tecnología para captura directa CO2	P.E.	15,63	15,63
Darwin Bioprospecting Excellence S.L. (4)	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	España	Desarrollo de tecnologías medioambientales basadas en procesos biológicos.	P.E.	21,43	21,43
Ezzing Renewable Energies S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	P.E.	24,03	24,03
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
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.	7,22	7,22
Finboot Tech, S.L.	Finboot Ltd.	Reino Unido	Uso de la tecnología Blockchain con foco para su aplicación en los sectores de la energía, retail y automoción	P.E.	7,22	100,00
Gaviota RE, S.A. (6)	Albatros, S.A.R.L.	Luxemburgo	Seguros y reaseguros.	I.G.	100,00	100,00
Ingelia (4)	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 Ventures, 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.U.	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	España	Fabricación, distribución y venta de biocombustibles	P.E.	24,99	24,99
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.	España	Distribución de productos petrolíferos	P.E.	16,67	100,00
Repsol E&P Capital Markets Europe S.à r.l. (19)	Repsol E&P S.a.r.l. (28)	Luxemburgo	Financiera	I.G.	75,00	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.A.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.a.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.	99,98	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.	15,34	15,34
SC Net Zero Ventures Fund I, F.C.R.E. (4)	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	España	Desarrollo de tecnologías de bajas emisiones de gases de efecto invernadero	P.E.	40,00	40,00

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2024		
				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
Trovant Technology S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.U.	España	Desarrollo de tecnologías medioambientales basadas en procesos biológicos.	P.E.	9,35	9,35

⁽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⁾ 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 2024 (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 Barbados, está domiciliada fiscalmente en Países Bajos.

⁽¹⁰⁾ Sociedad sin actividad.

⁽¹¹⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc. El cambio tuvo lugar en marzo 2024.

⁽¹²⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente ConnectGen Management LLC. El cambio tuvo lugar en mayo 2024.

⁽¹³⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Biscay Pyrolytic Ecofuels, S.L. El cambio tuvo lugar en agosto 2024.

⁽¹⁴⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Parque FV Centauro, S.L.U. El cambio tuvo lugar en septiembre 2024.

⁽¹⁵⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Bureba, S.L.U. El cambio tuvo lugar en septiembre 2024.

⁽¹⁶⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Renovables de la Bureba, S.L. El cambio tuvo lugar en septiembre 2024.

⁽¹⁷⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente ISC Greenfield 11, S.L.U. El cambio tuvo lugar en octubre 2024.

⁽¹⁸⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Greece Ionian, S.L.U. El cambio tuvo lugar en octubre 2024.

⁽¹⁹⁾ Esta sociedad se denominaba anteriormente Ovalo, S.a.r.l. El cambio tuvo lugar en diciembre 2024.

⁽²⁰⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol Renovables, S.A. El cambio tuvo lugar en junio 2024.

⁽²¹⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol Química, S.A. El cambio tuvo lugar en julio 2024.

⁽²²⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A. El cambio tuvo lugar en julio 2024.

⁽²³⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol Renewables North America Inc. El cambio tuvo lugar en agosto 2024.

⁽²⁴⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol Renewables Development Company LLC. El cambio tuvo lugar en agosto 2024.

⁽²⁵⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol Renewables Opco Holding, LLC. El cambio tuvo lugar en septiembre 2024.

⁽²⁶⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U. El cambio tuvo lugar en noviembre 2024.

⁽²⁷⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol Renewables North America, Inc. El cambio tuvo lugar en diciembre 2024.

⁽²⁸⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Albatros, S.A.R.L. El cambio tuvo lugar en diciembre 2024.

⁽²⁹⁾ La matriz de esta sociedad era anteriormente Saint John LNG Development Company Ltd. El cambio tuvo lugar en diciembre 2024.

⁽³⁰⁾ Esta sociedad, constituida legalmente en Islas Cayman, está domiciliada fiscalmente en Colombia.

Anexo IB: Operaciones conjuntas del Grupo a 31 de diciembre de 2024

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)⁴⁸:

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad ⁽²⁾
UPSTREAM			
Argelia			
Bloque 405a	35,00%	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%	Petro Rio	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%	Total	Desarrollo/Producción
Colombia			
CPO-g - Akacias Production Area	45,00%	Ecopetrol	Vendido en el 2025
CPO-g - Guamal Evaluation Area	45,00%	Ecopetrol	Vendido en el 2025
Catleya	50,00%	Ecopetrol	En proceso de salida
Chipirón	8,75%	SierraCol	En proceso de salida
CPO-g - Exploration Area	45,00%	Ecopetrol	Vendido en el 2025
Cravo Norte	5,63%	SierraCol	En proceso de salida
Cosecha	17,50%	SierraCol	En proceso de salida
Rondón	4,38%	SierraCol	En proceso de salida
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

⁴⁸ 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⁾
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
Estados Unidos ⁽³⁾			
<u>Alaska</u>			
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
<u>Golfo de México</u>			
Blacktip North - AC 335	50,00%	Llog	Exploración
Shenzy 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
Castille North	50,00%	Llog	Exploración
Castile	35,63%	Llog	Desarrollo/Producción
Monument	28,57%	Beacon	Exploración
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
Monument Block 271 Unit	20,00%	Beacon	En proceso de salida
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
Nebraska	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 CO ₂
Mustang Island	45,00%	Talos	Almacenamiento de CO ₂
<u>Eagle Ford</u>			
Eagle Ford Texas	92,55%	Repsol	Desarrollo/Producción
<u>Marcellus</u>			
Marcellus New York (*) Exploration Unconventional	99,71%	Repsol	Exploración
Marcellus New York	86,19%	Repsol	Desarrollo/Producción
Marcellus Pennsylvania	89,61%	Repsol	Desarrollo/Producción
Indonesia			
Corridor PSC	24,00%	Medco	Desarrollo/Producción
Sakakemang South	80,00%	Repsol	Exploración
Sakakemang	45,00%	Repsol	Exploración

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad ⁽²⁾
Libia			
NC115 Development	20,00%	Akakus	Desarrollo/Producción
NC115 Exploration	40,00%	Repsol	Exploración
NC186 Development	16,00%	Akakus	Desarrollo/Producción
NC186 Exploration	32,00%	Repsol	Exploración
México			
Bloque 9	50,00%	Eni	Exploración
Bloque 29	46,67%	Repsol	Exploración
Noruega			
PL 019 G	61,00%	Repsol	En proceso de desmantelamiento
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	11,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 120 CS	11,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 121	7,65%	Equinor	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
Iraq			
Topkhana	80,00%	Repsol	En proceso de salida
Reino Unido			
P019 (22/17n)	58,97%	Repsol	Desarrollo/Producción
P020 (22/18n)	58,97%	Repsol	Desarrollo/Producción
P101 (13/24a Blake)	67,71%	Repsol	Desarrollo/Producción
P111 (30/3a Upper)	25,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
P185 (30/11b)	60,00%	Repsol	En proceso de desmantelamiento
P185 (30/12b inc. Halley field)	60,00%	Repsol	En proceso de desmantelamiento
P201 (16/21a)	15,00%	Harbour Energy	En proceso de desmantelamiento
P201 (16/21d)	15,00%	Harbour Energy	En proceso de desmantelamiento
P219 (16/13a)	30,54%	Repsol	Desarrollo/Producción
P225 (16/27a- Contract Area 3 Andrew Field Area)	9,86%	BP	Desarrollo/Producción
P225 (16/27a- Contract Area 3)	26,48%	BP	Desarrollo/Producción
P240 (16/22a- non Arundel Area)	36,98%	Repsol	En proceso de desmantelamiento
P249 (14/19n-F1- Claymore)	92,48%	Repsol	Desarrollo/Producción
P291 (22/17s)	58,97%	Repsol	Desarrollo/Producción
P291 (22/22a)	58,97%	Repsol	Desarrollo/Producción
P292 (22/18a)	58,97%	Repsol	Desarrollo/Producción
P297 (13/28a Ross)	69,18%	Repsol	Desarrollo/Producción
P297 (13/28a)	64,75%	Repsol	Desarrollo/Producción
P307 (13/29a Ross)	69,18%	Repsol	Desarrollo/Producción
P307 (13/29a)	71,67%	Repsol	Desarrollo/Producción
P324 (14/20b)	50,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
P344 (16/21b Rest of Block)	60,00%	Repsol	En proceso de desmantelamiento
P344 (16/21b_F1*-Balmoral Field Area)	15,80%	Harbour Energy	En proceso de desmantelamiento
P344 (16/21c*- Rest of block excluding Stirling)	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c_fi*)	15,32%	Harbour Energy	En proceso de desmantelamiento
P344 (16/21c_fi*-Balmoral)	15,80%	Harbour Energy	En proceso de desmantelamiento
P534 (98/06a-Wareham)	5,00%	Perenco	Desarrollo/Producción
P534 (98/06a-Wych Farm UOA)	4,95%	Perenco	Desarrollo/Producción
P729 (13/29b - Blake Ext Non Skate_Devel.)	80,00%	Repsol	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad ⁽²⁾
P729 (13/29b - Ross Unitised Field UUOA interests)	69,18%	Repsol	Desarrollo/Producción
P729 (13/29b - Ross Field Area)	80,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
P810 (13/24b Blake Area)	67,70%	Repsol	Desarrollo/Producción
P810 (13/24b North)	69,18%	Repsol	Desarrollo/Producción
P973 (13/28c)	69,18%	Repsol	Desarrollo/Producción
PLo89 (SZ/8, SY/88b, SY/98a)	5,00%	Perenco	Desarrollo/Producción
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.

Anexo IC: Principales variaciones del perímetro del Grupo en 2024

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	2024		
					Método de consolidación ⁽¹⁾	% 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 %

2024

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	2024		
					Método de consolidación ⁽¹⁾	% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
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 %
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 %

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	2024		
					Método de consolidación ⁽¹⁾	% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
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 %
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 Prairie 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 %

2024

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	2024	
						% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
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 OpCo Holding, LLC	Constitución	junio-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Pecos Renewables North America, LLC	EE.UU.	Repsol Renewables OpCo Holding, LLC	Constitución	junio-24	I.G.	100,00 %	100,00 %
Take Wind Renewables, LLC	EE.UU.	Pecos Renewables North America, LLC	Constitución	junio-24	I.G.	100,00 %	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	Constitución	julio-24	I.G.	100,00 %	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	Constitución	agosto-24	I.G.	100,00 %	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 %
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 %

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	2024		
					Método de consolidación ⁽¹⁾	% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
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 Genia Bioenergy, adquirido en el primer trimestre del año.

⁽⁴⁾ Forma parte del grupo ConnectGen, adquirido en el primer trimestre del año.

⁽⁵⁾ Estas sociedades en mayo disminuyen su participación al 45% pasando de I.G. a P.E.

⁽⁶⁾ Sociedad constituida mediante la segregación de la sociedad Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.

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	2024		
					Método de consolidación ⁽¹⁾	% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Islas Caimán	Repsol OCP de Ecuador S.A.	Enajenación	enero-24	P.E.	29,66 %	— %
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 %	— %
Repsol USA Holdings LLC (3)	EE.UU.	Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc.	Absorción	marzo-24	I.G.	100,00 %	— %
Repsol E&P USA Holdings, Inc. (3)	EE.UU.	Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc.	Absorción	marzo-24	I.G.	100,00 %	0,00 %
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 %	— %

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	2024	
						% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
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 %	— %
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 %	— %
Volt B SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	— %
Cinto SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	— %
Aneto SAS	Francia	Prejeance Industrial SAS	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	— %
Prejeance Industrial SAS	Francia	LCG Renewables Energies France Limited	Enajenación	julio-24	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Ductos Colombia, S.A.S.	Colombia	Talisman Colombia Holdco, Ltd.	Disolución	julio-24	I.G.	100,00 %	— %
Sunrgyze, 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 %	— %
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 Aitoloakarnania, 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⁾ Porcentaje correspondiente a la suma de participaciones directas de las sociedades del Grupo sobre la filial.

⁽³⁾ Absorbida por Repsol Holdings Upstream USA, Inc. (anteriormente "Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc.")

⁽⁴⁾ Absorbida por Energía Distribuida del Norte, S.A.

⁽⁵⁾ Absorbida por Repsol Energy Ventures, S.A.U.

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2023

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⁾	2023	
						% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
Repsol Eagle Ford North LLC.	Estados Unidos	Repsol Oil & Gas USA, LLC.	Adquisición	enero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Energía Eólica Foque, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Energía Eólica La Mayor, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Energía Eólica Timón, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Energía Electrones, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Energía Célula, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Jicarilla Solar 1 Class B LLC	Estados Unidos	Repsol Renewables North America, Inc	Constitución	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Jicarilla Solar 1 Holdings LLC	Estados Unidos	Jicarilla Solar 1 Class B LLC	Constitución	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Begas Motor, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento part	febrero-23	P.E.	0,01 %	17,12 %
Asterion Energies, S.L. (3)	España	Repsol Renovables, S.A.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Agrovolt 01 S.r.l. (3)	Italia	Asterion Energies, S.L.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Asterion Energies Italia S.r.l. (3)	Italia	Asterion Energies, S.L.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Asterion Renewables France Limited (3)	Reino Unido	Asterion Energies, S.L.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Asterion Energies Sunproject Uno S.r.l. (3)	Italia	Asterion Energies, S.L.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Cefiro Holdco, S.L.U. (3)	España	Asterion Energies, S.L.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Eólica Montesinos, S.L.U. (3)	España	Asterion Energies, S.L.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Four Winds Investco, S.L.U. (3)	España	Asterion Energies, S.L.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Gemini Wind S.r.l. (3)	Italia	Asterion Energies, S.L.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Gruppo Visconti Turi S.r.l. (3)	Italia	Asterion Energies, S.L.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U. (3)	España	Asterion Energies, S.L.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Mafra Solar S.r.l. (3)	Italia	Asterion Energies, S.L.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
PV Aries S.r.l. (3)	Italia	Asterion Energies, S.L.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
PV Italy 008 S.r.l. (3)	Italia	Asterion Energies, S.L.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
PV Sagittarius S.r.l. (3)	Italia	Asterion Energies, S.L.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
PV Scorpio S.r.l. (3)	Italia	Asterion Energies, S.L.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
PV Taurus S.r.l. (3)	Italia	Asterion Energies, S.L.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
PV Virgo S.r.l. (3)	Italia	Asterion Energies, S.L.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Araste SPV 2021, S.L.U. (3)	España	Cefiro Holdco, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Cefiro Holdco 1, S.L.U. (3)	España	Cefiro Holdco, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Cefiro Holdco 2, S.L.U. (3)	España	Cefiro Holdco, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Cefiro Holdco 3, S.L.U. (3)	España	Cefiro Holdco, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Cefiro Holdco 4, S.L.U. (3)	España	Cefiro Holdco, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Cefiro Holdco 5, S.L.U. (3)	España	Cefiro Holdco, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Cefiro Holdco 6, S.L.U. (3)	España	Cefiro Holdco, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Cefiro Holdco 7, S.L.U. (3)	España	Cefiro Holdco, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Cefiro Holdco 8, S.L.U. (3)	España	Cefiro Holdco, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	2023	
						% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
Cefiro Holdco 9, S.L.U. (3)	España	Cefiro Holdco, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Cefiro Holdco 10, S.L.U. (3)	España	Cefiro Holdco, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Cefiro Holdco 11, S.L.U. (3)	España	Cefiro Holdco, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Cefiro Holdco 12, S.L.U. (3)	España	Cefiro Holdco, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Gimsan SPV 2021, S.L.U. (3)	España	Cefiro Holdco, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Radira SPV 2021, S.L.U. (3)	España	Cefiro Holdco, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
ISC Greenfield 1, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
ISC Greenfield 2, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
ISC Greenfield 3, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
ISC Greenfield 4, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
ISC Greenfield 5, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
ISC Greenfield 6, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
ISC Greenfield 8, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
ISC Greenfield 9, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
ISC Greenfield 10, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
ISC Greenfield 11, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
ISC Greenfield 13, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
ISC Greenfield 17, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
ISC Greenfield 18, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
ISC Greenfield 19, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
ISC Greenfield 20, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
ISC Greenfield 24, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
ISC Greenfield 25, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Parque FV Centauro, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Parque FV Hercules, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Parque FV Orion, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Parque FV Taurus, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
PE Levante 4W, S.L.U. (3)	España	Four Winds Investco, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
PE Mistral 4W, S.L.U. (3)	España	Four Winds Investco, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
PE Tramontana, S.L.U. (3)	España	Four Winds Investco, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Viveiro PE Galicia, S.L.U. (3)	España	Four Winds Investco, S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
PV El Tomillar, S.L. (3)	España	Eólica Montesinos, S.L.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Prejeance Industrial SAS (3)	Francia	Asterion Renewables France Limited	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Aneto SAS (3)	Francia	Prejeance Industrial SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
CAL III SAS (3)	Francia	Prejeance Industrial SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
CAL IV SAS (3)	Francia	Prejeance Industrial SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
CAL V SAS (3)	Francia	Prejeance Industrial SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
CAL VI SAS (3)	Francia	Prejeance Industrial SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
CAL VII SAS (3)	Francia	Prejeance Industrial SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
CAL VIII SAS (3)	Francia	Prejeance Industrial SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Cinto SAS (3)	Francia	Prejeance Industrial SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
KI 1 SAS (3)	Francia	Prejeance Industrial SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
PI 1 SAS (3)	Francia	Prejeance Industrial SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
PI Italy S.r.l. (3)	Italia	Prejeance Industrial SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
PI Italy 2 S.r.l. (3)	Italia	Prejeance Industrial SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	2023	
						% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
VOLT SAS (3)	Francia	Prejeance Industrial SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
VOLT III SAS (3)	Francia	Prejeance Industrial SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Volt B SAS (3)	Francia	Prejeance Industrial SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Boethia SAS (3)	Francia	Aneto SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
CAL II SAS (3)	Francia	Aneto SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Lanas Servas SAS (3)	Francia	Aneto SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Sunnprod SAS (3)	Francia	Aneto SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
CAL SAS (3)	Francia	Cinto SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Innea Project 2 SAS (3)	Francia	Cinto SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
VOLT II SAS (3)	Francia	Cinto SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Sidney S.r.l. (3)	Italia	Jackson S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
BPC Energy S.r.l. (3)	Italia	PI Italy S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Clemer S.r.l. (3)	Italia	PI Italy S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Cyrasol Energia I S.r.l. (3)	Italia	PI Italy S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Cyrasol Energia III S.r.l. (3)	Italia	PI Italy S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Cyrasol Energia IV S.r.l. (3)	Italia	PI Italy S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Damien S.r.l. (3)	Italia	PI Italy S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Georges S.r.l. (3)	Italia	PI Italy S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Giovanni S.r.l. (3)	Italia	PI Italy S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Gustave S.r.l. (3)	Italia	PI Italy S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Jackson S.r.l. (3)	Italia	PI Italy S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Jasper S.r.l. (3)	Italia	PI Italy S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Keith S.r.l. (3)	Italia	PI Italy S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Lorenzo S.r.l. (3)	Italia	PI Italy S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Michelangelo S.r.l. (3)	Italia	PI Italy S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Paolo S.r.l. (3)	Italia	PI Italy S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Paul S.r.l. (3)	Italia	PI Italy S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Pieter S.r.l. (3)	Italia	PI Italy S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Societa Agricola Edward S.r.l. (3)	Italia	PI Italy S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Vincent S.r.l. (3)	Italia	PI Italy S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Baschenis S.r.l. (3)	Italia	PI Italy 2 S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
New Energy Viven S.r.l. (3)	Italia	PI Italy 2 S.r.l.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Corsica Optimum 2 SAS (3)	Francia	Volt B SAS	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Ala dei Sardi, S.r.l.	Italia	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	marzo-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Monti, S.r.l.	Italia	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	marzo-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Orria, S.r.l.	Italia	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	marzo-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Biscay Eco Aggregates, S.L.	España	Alba Emission Free Energy, S.A.	Constitución	marzo-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Biscay Pyrolytic Ecofuels, S.L.	España	Alba Emission Free Energy, S.A.	Constitución	marzo-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Remolcadores Puerto A Coruña, A.I.E.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Constitución	marzo-23	I.P.	60,00 %	60,00 %
Dominicana Offshore Wind LLC.	Estados Unidos	Repsol Renewables North America, Inc	Constitución	abril-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Gulf Coast Offshore Wind LLC.	Estados Unidos	Repsol Renewables North America, Inc	Constitución	abril-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Arroyo de la Luz, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	abril-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Bureba, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	abril-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Cerro Comitre, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	abril-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Maials, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	abril-23	I.G.	100,00 %	100,00 %

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	2023	
						% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
Repsol Paramillos S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	abril-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Renovables Olmedilla, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	abril-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Ureño, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	abril-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Velilla, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	abril-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Vientos del Solano S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	abril-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Villarrobledo, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	abril-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Eólica de Taltal, SpA	Chile	Repsol Chile, SpA	Aumento part	mayo-23	P.E.	35,00 %	50,00 %
Societat Catalana de Petrolis, S.A.U.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento part	mayo-23	I.G.	5,06 %	100,00 %
Repsol Puertollano Sunrise, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	mayo-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Virgen de Peñarroya, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	mayo-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Promotores Valle- Atalaya, A.I.E.	España	Repsol Renovables, S.A.	Adquisición	mayo-23	P.E.	26,00 %	26,00 %
Repsol Wind and Solar Spain, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	junio-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Set Colectora Valle, A.I.E.	España	Repsol Renovables, S.A.	Adquisición	junio-23	P.E.	35,34 %	35,34 %
Pacific Compass, LLC	Estados Unidos	Repsol E&P USA, LLC	Constitución	junio-23	P.E.(N.C.)	49,00 %	49,00 %
Eólica de Taltal, SpA	Chile	Repsol Chile, SpA	Aumento part	julio-23	I.G. (4)	50,00 %	100,00 %
Cide HCenergía, S.A.	España	Repsol Customer Centric, S.L.	Adquisición	julio-23	P.E.	50,01 %	50,01 %
Comercializador de Referencia Energético, S.L.U.	España	Cide HCenergía, S.A.	Adquisición	julio-23	P.E.	100,00 %	100,00 %
Tucan LNG S.a.r.l.	Luxemburgo	Repsol Industrial Transformation, S.L	Constitución	agosto-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Trillo Solar Fotovoltaica, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	septiembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Trillo Solar Fotovoltaica 2, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	septiembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Trillo Solar Fotovoltaica 3, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	septiembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Trillo Solar Fotovoltaica 4, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	septiembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Gaude S.r.l.	Italia	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	septiembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Montepuccio 1, S.r.l.	Italia	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	septiembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Montepuccio 2, S.r.l.	Italia	Repsol Renovables, S.A.	Constitución	septiembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Synkedia Biscay, AIE	España	Alba Emission free Energy, S.A.	Constitución	septiembre-23	P.E.(N.C.)	50,00 %	50,00 %
Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Repsol Upstream BV (6)	Aumento part	octubre-23	I.G. (5)	49,00 %	100,00 %
DACMa, GmbH	Alemania	Repsol Energy Ventures S.A.	Adquisición	octubre-23	P.E.	10,00 %	10,00 %
Be.Na S.r.l	Italia	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Adquisición	noviembre-23	I.G.	60,00 %	60,00 %
Renovables Vientos del Solano, S.L.	España	Repsol Vientos del Solano S.L.U.	Constitución	noviembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Renovables Arroyo de la Luz, S.L.	España	Repsol Arroyo de la Luz, S.L.U.	Constitución	noviembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Renovables Cerro Duran, S.L.	España	Repsol Cerro Comitre, S.L.U.	Constitución	noviembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Renovables de Olmedilla, S.L.	España	Repsol Renovables Olmedilla, S.L.U.	Constitución	noviembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Renovables de Villarrobledo, S.L.	España	Repsol Villarrobledo, S.L.U.	Constitución	noviembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Renovables de Paramillos, S.L.	España	Repsol Paramillos S.L.U.	Constitución	noviembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Renovables de Velilla, S.L.	España	Repsol Velilla, S.L.U.	Constitución	noviembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Renovables de Maials, S.L.	España	Repsol Maials, S.L.U	Constitución	noviembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Renovables de la Bureba, S.L.	España	Repsol Bureba, S.L.U.	Constitución	noviembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Ekiluz Energía Comercializadora, S.L.	España	Repsol Customer Centric, S.L.	Aumento part	noviembre-23	I.G. (4)	51,00 %	100,00 %
Ekiluz Promoción, S.L.	España	Repsol Customer Centric, S.L.	Aumento part	noviembre-23	I.G. (4)	51,00 %	100,00 %
Finboot Ltd.	Reino Unido	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento part	noviembre-23	P.E.	8,54 %	8,99 %
Ovalo, S.a.r.l	Luxemburgo	Albatros, S.A.R.L.	Constitución	diciembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
SPK Águila, S.L.U.	España	Ekiluz Promoción S.L.	Adquisición	diciembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Parque Eólico Valle de Iguña, S.L.	España	Repsol Ureño, S.L.U.	Constitución	diciembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	2023	
						% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
MUVEXT, S.A.	Portugal	Repsol Portuguesa, Lda	Adquisición	diciembre-23	P.E.	72,83 %	72,83 %
Repsol Earth Solutions USA, LLC	Estados Unidos	Repsol Oil & Gas Holding USA, Inc	Constitución	diciembre-23	I.G.	100,00 %	100,00 %
Ibero Waste Trading S.L.	España	Repsol Industrial Transformación S.L.U.	Adquisición	diciembre-23	P.E.(N.C.)	55,00 %	55,00 %
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento part	diciembre-23	I.G. (5)	50,00 %	95,00 %
Gaolania Servicios, S.L.	España	Repsol Customer Centric, S.L.	Aumento part	diciembre-23	I.G. (4)	20,00 %	90,00 %

⁽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 2023.

⁽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⁾	2023	
						% derechos de voto enajenados o dados de baja	% derechos de voto totales tras la enajenación
Ampere Power Energy, S.L.	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Enajenación	enero-23	P.E.	7,33 %	0,00 %
Repsol Exploración Atlas, S.A.	Bolivia	Repsol E&P Bolivia, S.A.	Absorción	enero-23	I.G.	100,00 %	— %
Enerkem Inc.	Canadá	Repsol Química, S.A.	Disminución part	febrero-23	P.E.	0,05 %	14,15 %
Repsol E&P S.a.r.l. (2)	Luxemburgo	Repsol Upstream B.V.	Disminución part	marzo-23	I.G.	25,00 %	75,00 %
504744 Alberta, Ltd. (7)	Canadá	Repsol Canada Energy Partnership	Disolución	julio-23	I.G.	100,00 %	— %
8441251 Canada, Ltd. (7)	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Disolución	julio-23	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Alberta Shale Partnership (7)	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Disolución	julio-23	I.G.	100,00 %	— %
Belmont Technology Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disolución	julio-23	P.E.	12,90 %	0,00 %
Repsol Upstream Inversiones, S.A. (3)	España	Repsol E&P S.a.r.l.	Absorción	agosto-23	I.G.	100,00 %	0,00 %
Enerkem Inc.	Canadá	Repsol Química, S.A.	Disminución part	septiembre-23	P.E.	0,03 %	14,12 %
Repsol Canada Energy Partnership (6)	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Enajenación	octubre-23	I.G.	100,00 %	— %
7308051 Canada, Ltd. (7)	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Disolución	octubre-23	I.G.	100,00 %	— %
Generación y Suministro de Energía, S.L.U	España	Repsol Wind and Solar Spain, S.L.U.	Disminución part	noviembre-23	I.G.	49,00 %	51,00 %
Ekiprojects Construcción y O&M, S.L.	España	Repsol Customer Centric, S.L.	Enajenación	noviembre-23	P.E.	49,00 %	— %
Repsol Mar de Cortés, S.A. de C.V.	Mexico	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Enajenación	noviembre-23	P.E.(N.C.)	50,00 %	— %
Repsol Mar de Cortés Estaciones de Servicio, S.A. de C.V.	Mexico	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Enajenación	noviembre-23	P.E.(N.C.)	50,00 %	— %
Combustibles Sureños, S.A. de C.V.	Mexico	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Enajenación	noviembre-23	P.E.(N.C.)	50,00 %	— %
Estación de Servicio Bahía Asunción, S.A. de C.V.	Mexico	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Enajenación	noviembre-23	P.E.(N.C.)	50,00 %	— %
Palmira Market, S.A. de C.V.	Mexico	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Enajenación	noviembre-23	P.E.(N.C.)	50,00 %	— %
Gutsa Servicios, S.A. de C.V.	Mexico	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Enajenación	noviembre-23	P.E.(N.C.)	50,00 %	— %
Autoservicio Sargento, S.A. de C.V.	Mexico	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Enajenación	noviembre-23	P.E.(N.C.)	50,00 %	— %
Enerkem Inc.	Canadá	Repsol Química, S.A.	Disminución part	diciembre-23	P.E.	0,01 %	14,11 %
Salamanca Infrastructure, LLC	Estados Unidos	Repsol Salamanca Midstream, LLC	Disminución part	diciembre-23	P.E.	20,00 %	2,50 %

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	2023		
						% derechos de voto enajenados o dados de baja	% derechos de voto totales tras la enajenación	
Repsol Oil & Gas Canada, Inc. (7)	Canadá	Repsol Exploración, S.A.U.	Disolución	diciembre-23	I.G.	100,00 %	— %	
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Países Bajos	Repsol Greece Ionian, S.L.U.	Disolución	diciembre-23	I.G.	100,00 %	— %	
Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.U.	Disolución	diciembre-23	I.G.	100,00 %	— %	
Talisman Vietnam 146-147, B.V.	Países Bajos	Repsol Greece Ionian, S.L.U.	Disolución	diciembre-23	I.G.	100,00 %	— %	
Talisman International (Luxembourg), S.a.r.l. (4)	Luxemburgo	Repsol Exploración, S.A.U.	Absorción	diciembre-23	I.G.	100,00 %	— %	
Energy Express, S.L.U.(5)	España	Societat Catalana de Petrolis, S.A.	Absorción	diciembre-23	I.G.	100,00 %	— %	
Ekiprojects Construcción y O&M, S.L.	España	Repsol Customer Centric, S.L.	Enajenación	noviembre-23	P.E.	49,00 %	— %	
Repsol Mar de Cortés, S.A. de C.V.	Mexico	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Enajenación	noviembre-23	P.E.(N.C.)	50,00 %	0,00 %	
Repsol Mar de Cortés Estaciones de Servicio, S.A. de C.V.	Mexico	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Enajenación	noviembre-23	P.E.(N.C.)	50,00 %	— %	
Combustibles Sureños, S.A. de C.V.	Mexico	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Enajenación	noviembre-23	P.E.(N.C.)	50,00 %	— %	
Estación de Servicio Bahía Asunción, S.A. de C.V.	Mexico	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Enajenación	noviembre-23	P.E.(N.C.)	50,00 %	0,00 %	
Palmira Market, S.A. de C.V.	Mexico	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Enajenación	noviembre-23	P.E.(N.C.)	50,00 %	0,00 %	
Gutsa Servicios, S.A. de C.V.	Mexico	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Enajenación	noviembre-23	P.E.(N.C.)	50,00 %	— %	
Autoservicio Sargento, S.A. de C.V.	Mexico	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Enajenación	noviembre-23	P.E.(N.C.)	50,00 %	0,00 %	
Enerkem Inc.	Canadá	Repsol Química, S.A.	Disminución part	diciembre-23	P.E.	0,01 %	14,11 %	
Salamanca Infrastructure, LLC	Estados Unidos	Repsol Salamanca Midstream, LLC	Disminución part	diciembre-23	P.E.	20,00 %	2,50 %	
Repsol Oil & Gas Canada, Inc. (7)	Canadá	Repsol Exploración, S.A.U.	Disolución	diciembre-23	I.G.	100,00 %	— %	
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Países Bajos	Repsol Greece Ionian, S.L.U.	Disolución	diciembre-23	I.G.	100,00 %	— %	
Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.U.	Disolución	diciembre-23	I.G.	100,00 %	0,00 %	
Talisman Vietnam 146-147, B.V.	Países Bajos	Repsol Greece Ionian, S.L.U.	Disolución	diciembre-23	I.G.	100,00 %	— %	
Talisman International (Luxembourg), S.a.r.l. (4)	Luxemburgo	Repsol Exploración, S.A.U.	Absorción	diciembre-23	I.G.	100,00 %	— %	
Energy Express, S.L.U.(5)	España	Societat Catalana de Petrolis, S.A.	Absorción	diciembre-23	I.G.	100,00 %	— %	

⁽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 2023.

⁽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-UE⁴⁹

Magnitudes de la Cuenta de pérdidas y ganancias

La conciliación entre el resultado ajustado y el resultado neto NIIF-UE a 31 de diciembre de 2024 y 2023, es la siguiente:

Resultados	Millones de euros													
	AJUSTES													Resultado NIIF-UE
	Resultado ajustado		Reclas. de Negocios Conjuntos		Efecto patrimonial ⁽²⁾		Resultados específicos		Minoritarios		Total ajustes			
2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	
<i>Resultados</i>														
Resultado de explotación	5.155 ⁽¹⁾	7.250 ⁽¹⁾	(772)	(305)	(572)	(610)	(1.866)	(2.041)	—	—	(3.210)	(2.956)	1.945	4.294
Resultado financiero	(158)	8	104	176	—	—	(158)	(147)	—	—	(54)	29	(212)	37
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	(49)	1	537	124	—	—	(49)	(91)	—	—	488	33	439	34
Resultado antes de impuestos	4.948	7.259	(131)	(5)	(572)	(610)	(2.073)	(2.279)	—	—	(2.776)	(2.894)	2.172	4.365
Impuesto sobre beneficios	(1.621)	(2.248)	131	5	147	157	781	1.005	—	—	1.059	1.167	(562)	(1.081)
Resultado consolidado del ejercicio	3.327	5.011	—	—	(425)	(453)	(1.292)	(1.274)	—	—	(1.717)	(1.727)	1.610	3.284
Resultado atribuido a minoritarios	—	—	—	—	—	—	—	—	146	(116)	146	(116)	146	(116)
Resultado atribuido a la sociedad dominante	3.327	5.011	—	—	(425)	(453)	(1.292)	(1.274)	146	(116)	(1.571)	(1.843)	1.756	3.168

⁽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.

La conciliación de los ingresos de las actividades ordinarias y otras magnitudes de la cuenta de pérdidas y ganancias por segmento se incluyen a continuación:

Otras magnitudes de los segmentos de negocio	Millones de euros												
	Ingresos de las actividades ordinarias ⁽³⁾		Resultados de las operaciones		Dotación a la amortización del inmovilizado ⁽²⁾		Ingresos / (gastos) por deterioros		Rdo. entidades valoradas por método participación		Impuesto sobre beneficios		
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	
<i>Segmentos</i>													
Exploración y Producción	7.047	7.576	2.503	2.936	(1.984)	(1.801)	(1.569)	(1.122)	8	28	(1.020)	(1.185)	
Industrial	44.536	46.676	1.857	3.626	(863)	(747)	552	257	(1)	(8)	(396)	(884)	
Cliente	25.630	27.315	885	819	(349)	(336)	(17)	(60)	(1)	3	(225)	(208)	
GBC	606	1.003	41	134	(111)	(60)	(22)	(4)	(50)	(28)	(15)	(31)	
Corporación	(18.672)	(21.017)	(131)	(265)	(41)	(39)	—	(1)	(5)	6	35	60	
Magnitudes Ajustadas⁽¹⁾	59.147	61.553	5.155	7.250	(3.348)	(2.983)	(1.056)	(930)	(49)	1	(1.621)	(2.248)	
Ajustes:													
Exploración y Producción	(1.978)	(2.600)	(2.493)	(1.683)	389	522	111	619	518	78	395	538	
Industrial	(390)	(304)	(448)	(778)	14	14	—	—	(6)	(62)	203	151	
Cliente	(287)	(385)	(178)	(202)	13	11	(1)	1	26	22	18	(28)	
GBC	—	—	(23)	(17)	—	—	—	—	(49)	—	4	(15)	
Corporación	630	684	(68)	(276)	—	—	—	—	(1)	(5)	439	521	
MAGNITUDES NIIF-UE	57.122	58.948	1.945	4.294	(2.932)	(2.436)	(946)	(310)	439	34	(562)	(1.081)	

⁽¹⁾ Magnitudes elaboradas de acuerdo con el modelo de Reporting del Grupo que se describe en la Nota 3.6.2.

⁽²⁾ Incluye la amortización de sondeos exploratorios no exitosos reconocidos en el transcurso normal de las operaciones.

⁽³⁾ Corresponde a la suma de los epígrafes de “Ventas” e “Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos” (ver Nota 4.1). Su apertura por su procedencia (de clientes u operaciones intersegmento) es la siguiente:

⁴⁹ 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 I del Informe de gestión consolidado 2024.

Ingresos de las actividades ordinarias por segmentos	Millones de euros					
	Clientes		Intersegmento		Total	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Exploración y Producción	4.729	5.199	2.318	2.377	7.047	7.576
Industrial	28.688	28.674	15.848	18.002	44.536	46.676
Cliente	25.473	27.164	157	151	25.630	27.315
GBC	257	516	349	487	606	1.003
Corporación	—	—	10	10	10	10
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos	—	—	(18.682)	(21.027)	(18.682)	(21.027)
TOTAL	59.147	61.553	—	—	59.147	61.553

Magnitudes de Balance

Millones de euros

Segmentos	Activos no corrientes ⁽²⁾		Inversiones de explotación ⁽³⁾		Capital empleado ⁽⁴⁾		Inversiones contabilizadas por el método de la participación	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Exploración y Producción	16.059	16.284	2.560	2.627	11.554	12.716	41	129
Industrial	9.446	7.861	1.274	1.161	11.917	10.929	10	12
Cliente	3.164	3.071	409	423	2.801	2.788	14	73
GBC	6.809	4.316	2.478	1.876	6.185	3.897	339	297
Corporación	701	670	79	80	1.650	836	80	3
MAGNITUDES AJUSTADAS ⁽¹⁾	36.179	32.202	6.800	6.167	34.107	31.166	484	514
Ajustes							2.128	
Exploración y Producción	(4.123)	(3.460)	(866)	(825)	(991)	(557)	314	1.976
Industrial	(273)	(193)	(103)	(15)	(40)	(2)	260	269
Cliente	(184)	(150)	(112)	(93)	38	18	—	198
GBC	(135)	—	7	(46)	—	—	—	—
Corporación	(5)	—	(4)	(1)	—	—	—	—
MAGNITUDES NIIF-UE	31.459	28.399	5.722	5.187	33.114	30.625	3.186	2.957

⁽¹⁾ Magnitudes elaboradas de acuerdo con el modelo de Reporting del Grupo que se describe en la Nota 3.6.2

⁽²⁾ Se excluyen las "Inversiones financieras no corrientes", "Activos por impuesto diferido" y "Otros activos no corrientes".

⁽³⁾ La magnitud NIIF-UE corresponde al epígrafe "Pagos por inversiones" del Estado de flujos de efectivo bajo NIIF-UE, sin incluir las partidas correspondientes a "Otros activos financieros".

⁽⁴⁾ El capital empleado se corresponde con el Total patrimonio neto + deuda Neta.

Flujo de caja

La conciliación entre el flujo de caja de las operaciones y el flujo de caja libre con el Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE a 31 de diciembre de 2024 y 2023 es la siguiente:

Flujo de caja	A 31 Diciembre					
	Flujo de caja libre		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación (flujo de caja de las operaciones)	5.410	7.064	(445)	(553)	4.965	6.511
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión	(5.933)	(5.634)	3.239	(219)	(2.694)	(5.853)
Flujo de caja libre (I+II)	(523)	1.430	2.794	(772)	2.271	658

Deuda neta

La conciliación entre la deuda neta y el Balance de Situación NIIF-UE a 31 de diciembre de 2024 y 2023 es la siguiente:

Deuda neta	Deuda Neta	Reclasificación Negocios Conjuntos	Balance NIIF-UE
	2024	2024	2024
<i>Millones de euros</i>			
Activo no corriente			
Instrumentos financieros no corrientes ^{(1) (2)}	1.097	397	1.494
Activo corriente			
Otros activos financieros corrientes ⁽²⁾	1.939	172	2.111
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	5.093	(335)	4.758
Pasivo no corriente			
Pasivos financieros no corrientes ⁽²⁾	(10.262)	829	(9.433)
Pasivo corriente			
Pasivos financieros corrientes ⁽²⁾	(2.875)	(70)	(2.945)
DEUDA NETA⁽³⁾	(5.008)	993	(4.015)

⁽¹⁾ Importes incluidos en el epígrafe "Activos financieros no corrientes" del balance de situación.

⁽²⁾ Incluye arrendamientos netos no corrientes y corrientes por importe de -3.611 y -670 millones de euros, respectivamente, según el modelo de Reporting y -2.986 y -605 millones de euros, respectivamente, según balance NIIF-UE.

⁽³⁾ Las reconciliaciones de períodos anteriores de esta magnitud están disponibles en www.repsol.com.

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 geografías.

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) que entró en vigor el 29 de julio de 2021, 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" presentado en julio de 2021 a fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en 2030 en al menos el 55% con respecto a niveles de 1990.

El 8 de marzo de 2022 se publicó la comunicación *RePowerEU* (acción europea conjunta por una energía más asequible, segura y sostenible) y el 18 de mayo de 2022 el *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 resultas de lo anterior, dentro del paquete de propuestas "Fit for 55", destacamos que el 18 de octubre de 2023 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.

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 o en el plazo más corto posible.

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, al 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.

Además, recientemente se ha aprobado 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

remediación, en relación con pozos de exploración y producción de hidrocarburos, incluyendo pozos inactivos, abandonados temporal o definitivamente.

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 1 año, con la posibilidad de prórroga automática por otro año únicamente sujeta a la voluntad del distribuidor, y hasta un máximo de tres. 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.

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 8/2023, 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 refinado 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 2023 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 2023, 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 2023, 2024, 2025 y 2026 del 10,5%, 11%, 11,5% y 12%, en contenido energético, respectivamente. El objetivo de biocarburantes y biogás con fines de transporte del año 2026 será de aplicación en años sucesivos en tanto en cuanto no se regulen nuevos objetivos. 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 Ley 34/1998, de 7 de octubre, 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 la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

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. La Ley de Cambio Climático y Transición Energética, para garantizar la existencia de recarga eléctrica suficiente, introduce obligaciones de instalación de infraestructuras de recarga eléctrica en las estaciones de servicio 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). Para las nuevas instalaciones a partir de 2021 o quien acometa una reforma de su instalación que requiera la revisión del título administrativo, la potencia mínima será de 50 kW en corriente continua. 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.

Gas Licuado del Petróleo

El GLP continúa mayoritariamente regulado. La pervivencia de este esquema de precios regulados en el sector de GLP encuentra originalmente su justificación en la Disposición transitoria cuarta de la LSH que estableció un régimen de precios máximos de venta al público, antes de impuestos, incluyendo el suministro domiciliario, en un régimen transitorio, recogido en la Disposición Transitoria Cuarta de la LSH. El precio del GLP a granel y del GLP envasado de capacidad inferior a 8 kg o superior a 20 kg se encuentra liberalizado; por su parte, la Ley 18/2014 de 15 de octubre, liberalizó los envases de más de 8 kg y menos 20 kg, cuya tara no sea superior a 9 kg a excepción de los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante y que, en la práctica, no supone una total liberalización del sector.

La Orden IET/389/2015 de 5 de marzo de 2015, actualiza el sistema de determinación automática del precio de venta al público máximo del GLP envasado y asimismo de la tarifa de venta de GLP por canalización, ajustando el coste de la materia prima de las citadas fórmulas para, de acuerdo con su exposición de motivos, adaptarla "a la realidad de los suministros del mercado nacional en los últimos años". Dicha adaptación en las fórmulas no se extiende a los costes de comercialización, resultando en una reducción de los precios máximos del GLP envasado y tarifas de venta de GLP por canalización.

Adicionalmente la Ley 18/2014, consolida el derecho de los usuarios al suministro domiciliario de envases de carga entre 8 y 20 kg quedando obligados a efectuar el suministro domiciliario los operadores al por mayor de GLP con mayor cuota de mercado en los correspondientes territorios peninsulares, insulares y ciudades autónomas, obligación cuyo incumplimiento constituye una infracción muy grave. El listado de operadores al por mayor de GLP con obligación de suministro se determina por resolución de la DGPEM cada 3 años. Cada 5 años el Gobierno puede revisar las condiciones de la obligación impuesta o acordar la extinción de la misma. El listado actual de Operadores obligados a realizar el suministro domiciliario es el siguiente: Repsol Butano en la Península y Baleares, DISA en Canarias, y Atlas en Ceuta y Melilla.

En definitiva, el marco normativo descrito afecta particularmente a Repsol Butano, quien es el operador mayoritario en el territorio peninsular y Baleares y cuyo parque está mayoritariamente constituido por envases pesados con tara superior a 9 kg.

El Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio, por el que se adoptan y se prorrogan determinadas medidas para responder a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social y económica, y para la recuperación económica y social de la isla de La Palma estableció un precio máximo de venta para los envases de GLP de carga igual o superior a 8 kg, e inferior a 20 kg, cuyo precio se revisa con carácter bimestral de 19,55 €. Esta medida fue prorrogada por el Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía, prorroga el mencionado precio máximo de venta de envases de GLP en las revisiones correspondientes del precio máximo de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo que se aprueben en enero de 2024 y marzo de 2024.

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 ("tarifa de último recurso") 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 2023 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 2023).

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 2023 por obra de los Reales Decretos-leyes 17/2021, 29/2021, 6/2022, 11/2022 y 20/2022. No obstante, el Real Decreto-ley 8/2023 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 de 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 el 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 encabeza 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 2023 (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).

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 referidos valores unitarios correspondientes al año 2024 han sido fijados por el Real Decreto-ley 8/2023.

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 fomentó 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 446/2023, 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 2023.

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

Las dos agencias gubernamentales responsables de la exploración y producción en plataformas marinas son la Oficina de gestión de energía marina (Bureau of Ocean Energy Management o BOEM) y la Oficina encargada de seguridad y medioambiente (Bureau of Safety and Environmental Enforcement o BSEE) del Departamento del Interior de Estados Unidos. El BOEM se encarga de asegurar de un modo responsable el desarrollo económico y medioambiental de los recursos estadounidenses marinos. Sus funciones incluyen la emisión de "leases" (acuerdos que otorgan derechos mineros sobre petróleo y gas), la revisión y administración de la exploración de petróleo y gas, la aprobación de planes de desarrollo y la realización de análisis según la Ley sobre Política Medioambiental Nacional y otros estudios medioambientales. El BSEE es responsable de la seguridad y la supervisión medioambiental de operaciones de petróleo y gas en plataformas marinas. Sus funciones incluyen el desarrollo y la aplicación de reglamentos de seguridad y medioambientales, la autorización de exploración, desarrollo y producción marina, la realización de inspecciones y la respuesta a vertidos de petróleo.

Exploración y producción en tierra

En cuanto a las actividades de exploración y producción en tierra, el sector del petróleo y el gas está regulado principalmente por la legislación de los estados individuales, excepto en lo relativo a algunos temas medioambientales y operaciones en terrenos federales. Actualmente, la Compañía tiene operaciones en Alaska, Pennsylvania y Texas. En sus respectivos estados Alaska y Texas, las actividades de exploración y producción están reguladas por el Departamento de Recursos Naturales de Alaska y la Comisión de Ferrocarriles de Texas, respectivamente. Cada uno de estos estados cuenta con su propia agencia de protección medioambiental. En Pensilvania, el Departamento de Protección Medioambiental local es responsable tanto de las actividades de protección medioambiental como de la regulación de las actividades de exploración y producción.

Las autoridades federales tienen jurisdicción sobre algunas cuestiones medioambientales que afectan al sector del petróleo y el gas. La Agencia de Protección Medioambiental estadounidense (U.S. Environmental Protection Agency o EPA) aplica leyes y reglamentos tales como la Ley

sobre aire limpio (*Clean Air Act*), la Ley sobre agua limpia (*Clean Water Act*) y la Ley de recuperación y conservación de recursos que regula los desechos peligrosos (*Resource Conservation and Recovery Act*). El impacto medioambiental de los proyectos lo regula la Ley sobre Política Medioambiental Nacional (*National Environmental Policy Act o NEPA*), que administran varias agencias federales en función del tipo de proyecto.

Transporte

La Comisión Reguladora de la Energía Federal (*Federal Energy Regulatory Commission o FERC*) rige el transporte del gas natural en el comercio interestatal y el transporte de petróleo por oleoducto en el mismo ámbito. Los estados regulan los demás tipos de transporte.

Gas natural licuado

La Ley sobre el gas natural concede a la FERC la capacidad exclusiva de regular las instalaciones de importación y exportación de gas natural licuado, que llegan a Estados Unidos y salen del país con la autorización de la Oficina de Energía Fósil del Departamento de Energía estadounidense (*U.S. Department of Energy o DOE*).

Negociación de gas, petróleo crudo y productos refinados

La FERC regula la venta de gas natural en el comercio interestatal. Una serie de organismos reguladores estadounidenses rigen el mercado de negociación de productos de petróleo y refinados. La Comisión de Comercio Federal (*Federal Trade Commission o FTC*) regula las actividades de negociación de petróleo crudo. La Agencia de Protección Medioambiental (EPA) regula los productos refinados comercializados a consumidores particulares, como la gasolina y el diésel. La negociación de derivados financieros la regula la comisión del mercado de valores estadounidense (*Commodities Futures Trading Commission o CFTC*).

El 18 de diciembre de 2015 se aprobó la Ley sobre consignaciones consolidada de 2016 (Ley pública N.º 114-113). Este instrumento legislativo deroga el artículo 103 de la Ley de política y conservación energética (*Energy Policy and Conservation Act o EPCA*), eliminando la prohibición de la exportación de petróleo crudo producido en Estados Unidos. Esta ley preserva el poder del Presidente para restringir las exportaciones de petróleo en respuesta a una emergencia nacional, para aplicar sanciones comerciales y para resolver la escasez de oferta de petróleo o la distorsión sostenida de los precios del petróleo en niveles muy superiores a los del mercado.

Energías renovables y baterías de almacenamiento

Existen leyes y políticas federales que promueven la competencia en el mercado mayorista, la energía renovable y la eficiencia energética, como (i) la Ley de Políticas Reguladoras de Servicios Públicos de 1978 (PURPA) que exige que las empresas de servicios públicos compren electricidad generada por empresas que no son de servicios públicos y otorga tarifas especiales y tratamiento regulatorio para fomentar la producción de energía renovable; y (ii) la Ley de Política Energética de 1992 (modificada por la Ley Federal de Energía, por la Ley de Política Energética de 2005, la Ley de Independencia y Seguridad Energética de 2007) que otorga a la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) de los Estados Unidos el poder de promover la competencia en los mercados mayoristas de energía mediante el acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

La FERC está encargada de promulgar reglas para fomentar la producción de estos nuevos tipos de productores de energía independientes que no son servicios públicos, a los que las partes interesadas de la industria a menudo se refieren simplemente como "instalaciones calificadas" o "QF".

La Inflation Reduction Act (IRA) dirige el nuevo gasto federal hacia la reducción de las emisiones de carbono, la reducción de los costos de atención médica, la financiación del Servicio de Impuestos Internos (IRS), la creación de una tasa impositiva corporativa mínima del 15% y la potenciación de incentivos fiscales a las energías renovables. Así, la IRA se han convertido en una pieza clave para el desarrollo de proyectos de tecnologías eólicas y fotovoltaicas al prorrogar e incluso incrementar los créditos fiscales sobre la inversión (ITC) y la producción (PTC) relacionada con dichas tecnologías, con base en parámetros como la creación de

empleo, la fabricación nacional o la inversión en zonas deprimidas o económicamente dependientes de los combustibles fósiles.

En la medida que se cumplan determinados requisitos relativos a salarios y formación, el ITC ofrece un crédito general del 30% sobre las inversiones calificables (generalmente, el 95% de la inversión total) y el PTC una deducción sobre la producción eléctrica durante 10 años con base en la producción real de cada año (3 cts/Kwh, actualizable con inflación). Estos créditos pueden incrementarse hasta el 70% (ITC) y un 40% más (PTC 4.2 cts/Kwh) en función del grado de cumplimiento de ciertas condiciones (por ejemplo: inversión en zonas con determinadas características, o utilización de materias primas o elementos de fabricación nacional). En suma, la IRA estructura las disposiciones fiscales con la finalidad de que los nuevos proyectos de energía limpia creen empleos bien remunerados, una cadena de suministro nacional y aceleren el despliegue de energía limpia en las comunidades energéticas. En función de las características de cada proyecto relacionado con energías limpias, los créditos fiscales podrían financiar entre el 30% y el 70% de las correspondientes inversiones. La IRA permite asimismo la transmisión de los créditos fiscales a terceros (monetización de créditos) que podrán compensar los mismos con las bases imponibles positivas que obtengan, simplificando las actuales estructuras con socios (*tax equity*), más complejas y con mayores requerimientos legales y comerciales, por lo que se espera el desarrollo de un mercado de créditos en los próximos años.

Los proyectos de energía solar y almacenamiento también están regulados por las leyes de cada estado, con excepción de ciertos asuntos ambientales y operaciones en terrenos federales. Actualmente, la Compañía tiene operaciones en Nuevo México y Texas.

En Texas, las actividades de energías renovables están reguladas por la Comisión de Servicios Públicos de Texas y por el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (ERCOT). El 7 de junio de 2023, tras el final de la 88.ª Sesión Legislativa de Texas, el Gobernador Abbott promulgó el Proyecto de Ley 1500 de la Cámara de Representantes, que aborda varias reformas de mercado que tendrán un efecto significativo en el mercado eléctrico de Texas con respecto a lo siguiente:

- HB1500 brinda orientación a la Comisión de Servicios Públicos de Texas (PUCT) con respecto a la implementación del Mecanismo de Crédito por Desempeño (PCM) que fue propuesto por la PUCT a principios de 2023. Según el PCM, ciertos generadores de electricidad (principalmente generadores de combustibles fósiles) podrían ganar un crédito de desempeño por estar disponible cuando aumenta la demanda. HB1500 (a) limita esta herramienta financiera a mil millones de dólares anuales y (b) limita la aplicabilidad de los créditos a instalaciones de generación gestionables (es decir, la energía eólica y solar no serán elegibles para estos créditos).
- Crea un programa de servicios auxiliares que permitirá a los generadores de energía ofertar diariamente y en tiempo real si pueden proporcionar al menos cuatro horas de energía que pueda encenderse dentro de las dos horas posteriores al despliegue y tener flexibilidad de despacho para abordar intercambios operativos de varias horas.
- Las instalaciones de generación (incluidos los productores de energía renovable, distintos de un recurso de almacenamiento de energía en baterías) firmadas para la interconexión después del 1 de enero de 2027, deberán mantener la producción de electricidad durante los períodos de máxima demanda (es decir, "reafirmarse"). Una instalación de generación puede satisfacer este requisito utilizando recursos internos o externos, incluido el almacenamiento de energía en baterías (una ventaja para el almacenamiento de energía en baterías, aunque esto aumentará el costo de la energía generada de forma renovable).
- Establece una provisión para el costo de construcción e interconexión de nuevas líneas de transmisión a la red. Esto limitaría la cantidad que los consumidores de electricidad tendrían que pagar por los costos de conexión a la red de ERCOT y requeriría que el resto de la cuenta fuera asumido por los generadores de energía. Anteriormente, los costos de interconexión serían cubiertos por los contribuyentes. Con la limitación adicional, habrá un impacto más significativo en los nuevos proyectos y en los desarrolladores de energía renovable que (1) a menudo no construyen tan cerca de la red eléctrica existente y (2) generalmente incurren en mayores costos de conexión a la red.

- Se requiere que la PUCT estudie la asignación de costos de los servicios auxiliares y de confiabilidad “semestralmente entre las instalaciones de generación eléctrica y las entidades de servicio de carga en proporción a su contribución a la falta de confiabilidad durante los momentos de mayor riesgo de confiabilidad debido a las bajas reservas operativas por temporada” vigente para determinar si las energías renovables deben pagar mayores costos de servicios auxiliares y de confiabilidad.

Para la metodología de asignación de costos, HB1500 requiere que la PUCT defina cómo ERCOT debe calcular y asignar el costo de proporcionar servicios auxiliares de confiabilidad, incluido el requisito de que ERCOT asigne estos costos semestralmente. La PUCT deberá presentar un informe sobre la evaluación al Poder Legislativo a más tardar el 1 de diciembre de 2026.

En Nuevo México, las actividades de energías renovables que actualmente lleva a cabo el Grupo están reguladas por la Comisión de Regulación Pública, por la Compañía de Servicios Públicos de Nuevo México (PNM) y por las leyes de la Nación Jicarilla Apache (JANPA) ya que está situada en tierras tribales.

Las autoridades federales tienen jurisdicción sobre ciertos aspectos ambientales que afectan al sector de las energías renovables. La Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA) aplica leyes y regulaciones como la Ley de Aire Limpio, la Ley de Agua Limpia y la Ley de Recuperación y Conservación de Recursos.

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 2023, 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 en 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 licenciatario (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 podrán 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).

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.

Portugal

Química

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 2023, se publicaron los parámetros de la metodología de supervisión del SPN, a través de la Directiva de la ERSE N.º 11/2023, definiéndose los límites máximos de los márgenes comerciales en refino, incorporación de biocarburantes, 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 87/2023, 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 la 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/2023, 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 fósiles, 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 11/2023, 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 2023 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

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 Electrointensivo 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 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 39/2010, de 26 de abril, que determina que la actividad sólo puede ser ejercida por operadores de puntos de recarga debidamente licenciados.

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 828/2023 y Reglamento N.º 13/2023, de 25 de julio), aprobados por la ERSE.

Las tarifas de electricidad hasta 31 de diciembre de 2022 fueran aprobadas (en régimen de aprobación excepcional) por la Directiva N.º 14/2023, de 26 de julio. Las tarifas de gas para vigorar de 1 de octubre de 2023 hasta 30

de septiembre de 2024 fueran aprobadas por la Directiva N.º 135/2023, de 25 de julio.

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 constituirá 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 de 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 en 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

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 licenciatario (de forma solidaria si hay más de un licenciatario). 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 México. 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 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.

El Estado se reserva, mediante ley orgánica, y por conveniencia nacional, la actividad petrolera. 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, explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento, comercialización, conservación de los hidrocarburos, así como lo referente a los productos refinados y a las obras que la realización de estas actividades requiera. De acuerdo a la LOH, las actividades relativas a la exploración, extracción, recolección, transporte y almacenamiento de hidrocarburos están reservadas al Estado, quien podrá realizarlas directamente o mediante empresas de su exclusiva propiedad. Igualmente podrá hacerlo mediante Empresas Mixtas en las que ostente una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social.

Los acuerdos de Empresas Mixtas a que se refiere la LOH, no establecen restricciones a estas sociedades para transferir fondos en forma de dividendos en efectivo, reembolso de préstamos o anticipos realizados por sus accionistas en moneda extranjera (USD).

Las actividades relativas a la exploración, explotación, recolección, almacenamiento, utilización, industrialización, comercialización, 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, Nicolás Maduro, 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.