

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

Informe de auditoría

Cuentas anuales consolidadas al 31 de diciembre de 2023

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 2023, 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 2023, 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.



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
<p data-bbox="276 448 853 600">Evaluación de la recuperación del valor en libros del inmovilizado intangible, el inmovilizado material y los negocios conjuntos del Grupo, considerando los impactos de la transición energética y el cambio climático.</p> <p data-bbox="276 633 853 813">Las cuentas anuales consolidadas adjuntas presentan, a 31 de diciembre de 2023, un inmovilizado intangible (incluyendo el fondo de comercio) y un inmovilizado material, por importe de 2.477 millones de euros (nota 11) y 25.386 millones de euros (nota 12), respectivamente.</p> <p data-bbox="276 846 853 965">Asimismo, según se muestra en la nota 13, el Grupo tiene negocios conjuntos cuyo valor neto contable al cierre del ejercicio 2023 asciende a 2.957 millones de euros.</p> <p data-bbox="276 999 853 1451">El Grupo asigna los activos a unidades generadoras de efectivo (UGE) y realiza anualmente el análisis de deterioro de los activos indicados por UGE, de acuerdo con la metodología y las hipótesis clave indicadas en las notas 4.5.1 y 20. 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.</p> <p data-bbox="276 1485 853 1727">Repsol ha publicado su actualización estratégica para el período 2024-2027 en la que se mantiene como base el objetivo de ser una compañía con cero emisiones netas de CO₂ (considerando la métrica del Índice de Intensidad de Carbono que se detalla en la nota 4.5.2. de las cuentas anuales consolidadas adjuntas) en 2050.</p>	<p data-bbox="882 633 1460 719">Los principales procedimientos de auditoría realizados para esta cuestión clave han sido los descritos a continuación:</p> <p data-bbox="882 752 1460 837">Hemos realizado el entendimiento del proceso de preparación de las pruebas de deterioro seguido por la dirección respecto a:</p> <ul data-bbox="882 880 1460 1279" style="list-style-type: none"><li data-bbox="882 880 1460 965">• La adecuación de la metodología aplicada a lo previsto en la normativa contable aplicable.<li data-bbox="882 999 1460 1084">• El diseño y funcionamiento de los controles relevantes establecidos por la dirección.<li data-bbox="882 1126 1460 1279">• 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="882 1312 1460 1491">En relación con cómo la dirección ha considerado en sus pruebas de deterioro los potenciales impactos asociados con la transición energética y el cambio climático, juntamente con nuestros expertos en cambio climático y transición energética, hemos:</p> <ul data-bbox="882 1525 1460 1980" style="list-style-type: none"><li data-bbox="882 1525 1460 1980">• 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, los Planes Estratégicos, la documentación publicada en el <i>ESG Day</i> de octubre de 2023, el informe de gestión consolidado y el estado de información no financiera consolidado), 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 las pruebas de deterioro, tal como se indica en las notas citadas y en la nota 4.5.2, 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 que 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 nuevas 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>	<ul style="list-style-type: none"> Obtenido un entendimiento del entorno del sector (evolución de precios, presentaciones de resultados 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 energético global y los escenarios de transición energética y cambio climático considerados globalmente.
<p>En este contexto, tal como se indica en las notas 4.5.1 y 20 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, entre otros. En concreto:</p>	<ul style="list-style-type: none"> 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.
<ul style="list-style-type: none"> Crudo: La senda de precios de crudo se ha revisado a la baja en 2024 y, posteriormente, ligeramente al alza asumiendo las enormes necesidades de inversión requeridas para satisfacer tanto la demanda como el declino de la producción, en un contexto 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: se ha revisado la senda de precios ligeramente a la baja los próximos cinco años para adecuarla al contexto actual de menores tensiones que las experimentadas en 2022. A partir de 2042, se ha revisado ligeramente al alza considerando un ligero cambio en las perspectivas de oferta, donde la inversión en producción de gas natural jugará un papel crucial para poder seguir aumentando la producción. Particularmente en Estados Unidos, la consideración del gas natural como combustible de transición en los procesos de descarbonización ha motivado que se prevea una mayor inversión y producción respecto al petróleo, considerando que la contribución en el <i>mix</i> eléctrico seguirá siendo elevada. 	<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, y 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"> • CO₂: el Grupo ha revisado al alza el precio estimado en 2023 respecto a 2022, por la propia evolución del mercado. • Electricidad en España (<i>pool</i> eléctrico): se ha modificado a la baja respecto a 2022, la senda hasta 2032 y se mantiene después en rangos similares a los de la curva del año anterior, para tener en cuenta los menores precios del gas natural en Europa. 	<ul style="list-style-type: none"> • Comprobado si la dirección ha considerado el contexto 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>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 4.5.2 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>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, que incluyen tanto estimaciones a corto como a largo plazo sobre la evolución de las tasas para cada uno de los negocios evaluados.</p>
<p>En dicha nota 4.5.2 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 1,5º C</i> de la Agencia Internacional de la Energía publicado en su informe <i>World Energy Outlook 2023</i> (nota 20.2).</p>	<p>En relación con las estimaciones de reservas y recursos de hidrocarburos de los activos comprendidos en el segmento <i>Upstream</i> 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.
<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 20.1.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 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>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 Química (notas 4.5.1 y 4.5.2) 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.</p>	<p>Por otra parte, hemos comprobado si los perfiles de producción de las reservas y recursos de hidrocarburos de los activos del segmento <i>Upstream</i> y los periodos de proyección de los flujos de caja de las UGEs Refino España, Química Iberia y Movilidad España son coherentes con el objetivo estratégico del Grupo Repsol de ser una compañía con cero emisiones netas de CO₂ en 2050.</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
	<p>Igualmente, en relación con los activos de los segmentos <i>Upstream</i>, Industrial y Cliente y la identificación de posibles activos varados (<i>stranded assets</i>) hemos comprobado que su valor se recupera sustancialmente antes de 2040, de acuerdo con las proyecciones de la dirección.</p> <p>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.</p> <p>En cuanto a los análisis de sensibilidad llevados a cabo por la dirección hemos:</p> <ul style="list-style-type: none">• Evaluado los cálculos de sensibilidad sobre las principales hipótesis consideradas en los análisis de deterioro.• Comprobado si dichos análisis de sensibilidad consideran los precios de los hidrocarburos incluidos en el escenario <i>Net Zero Emissions 1,5° C</i> de la Agencia Internacional de la Energía publicado en su informe <i>World Energy Outlook 2023</i>. <p>Respecto a la información y desgloses incluidos en las cuentas anuales consolidadas hemos:</p> <ul style="list-style-type: none">• Contrastado su consistencia respecto a la información incluida en el informe de gestión consolidado y el estado de información no financiera consolidado, que detallan los objetivos de 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. <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>

Cuestiones clave de la auditoría**Modo en el que se han tratado en la auditoría****Evaluación de la recuperación del valor en libros de los activos por impuestos diferidos**

Tal como se muestra en el balance de situación consolidado adjunto, a 31 de diciembre de 2023 el saldo de los activos por impuestos diferidos asciende a 4.651 millones de euros, de los que, según se indica en la nota 22.3 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas, el importe correspondiente a bases imponibles negativas por pérdidas, deducciones y similares pendientes de aplicar asciende a 4.035 millones de euros.

La dirección del Grupo, al evaluar si el importe registrado en las cuentas anuales consolidadas por estos activos es recuperable, considera, tal como se indica en la nota 22, 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 el plan estratégico del Grupo y el plazo y el límite de cada país en que estos activos pueden ser recuperados.

En la nota 22.3 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas se detallan las principales variaciones correspondientes al ejercicio 2023.

Esta cuestión resulta clave debido a la naturaleza y significatividad de los activos reconocidos, y a que implica la aplicación de estimaciones significativas (notas 4.5 y 4.5.1) sobre los beneficios fiscales futuros, lo que afecta a la evaluación sobre su recuperabilidad.

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.

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.

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

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

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

Evaluación de la recuperación de los activos del Grupo en Venezuela

Tal como se muestra en la nota 20.3 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas, la exposición patrimonial del Grupo en Venezuela a 31 de diciembre de 2023 asciende a 259 millones de euros. Este importe incluye, principalmente, el valor neto contable de la inversión en el negocio conjunto Cardón IV, S.A. (nota 13), la financiación en dólares otorgada por el Grupo al negocio conjunto Petroquiriquire, S.A. (nota 8.1), y los créditos comerciales a cobrar frente a Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) que se presentan como Otros activos no corrientes (nota 14) y otras cuentas a cobrar de PDVSA (nota 17), minorados por el importe de las provisiones por riesgos y gastos (nota 13).

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

Con la colaboración de nuestro equipo en Venezuela, hemos realizado un entendimiento de la situación política, social y económica del país. Igualmente, hemos obtenido y entendido la Licencia General 44 emitida por la OFAC en 2023.

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p>Según se detalla en la nota 20.3, en el ejercicio 2023 han mejorado las expectativas en Venezuela como consecuencia, principalmente, de una mejora de la situación política y social en el país y la reciente relajación de las medidas coercitivas del gobierno de los Estados Unidos de América. En concreto, el 18 de octubre de 2023 la <i>Office of Foreign Assets Control</i> (OFAC) ha otorgado la Licencia General 44 en virtud de la cual el Gobierno de los Estados Unidos de América autoriza a cualquier compañía del sector petrolero y gasista a realizar operaciones en Venezuela durante un periodo de seis meses. La Licencia General está condicionada a que el Gobierno venezolano cumpla, entre otras cuestiones, sus compromisos de garantizar unas elecciones presidenciales democráticas y libres en 2024. En la medida que el Gobierno venezolano cumpla sus compromisos, la licencia sería prorrogable una vez venza en abril de 2024.</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>
<p>En este contexto, el 18 de diciembre de 2023, Repsol y PDVSA han firmado un nuevo acuerdo de gestión para 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.</p>	<p>En relación con el análisis de las pérdidas por deterioro 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 los negocios conjuntos del Grupo, considerando los impactos de la transición energética y el cambio climático”</i>.</p>
<p>No obstante, la situación general del país sigue afectada por una caída del producto interior bruto muy significativa en los últimos años, un sistema cambiario regulado, altos niveles de inflación y devaluaciones continuadas de la moneda local, un sector petrolero cuya producción se ha reducido significativamente en los últimos años y la inestabilidad política entre otros. En este sentido, el pasado 30 de enero de 2024, el Gobierno de los Estados Unidos anunció que, en ausencia de avances, Estados Unidos no renovará la LG 44 cuando expire el 18 de abril.</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 de los préstamos otorgados a los negocios conjuntos 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, que incluye el nuevo acuerdo marco firmado el 18 de diciembre de 2023. • 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.

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p>Por otra parte, excepto en el caso de Quiriquire Gas, S.A., cuyo valor neto contable es nulo, la moneda funcional de las inversiones en Venezuela es el dólar americano, según se indica en la nota 20.3 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas.</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, registrando en el ejercicio 2023 un deterioro de 329 millones de euros en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, según se detalla en la nota 20.3.</p> <p>Para la determinación de la pérdida esperada asociada a los préstamos a los negocios conjuntos 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 4.5 y 20.3) 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>Finalmente, evaluamos 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>
<hr/>	
<p>Análisis de los efectos del acuerdo de resolución del proceso arbitral en relación con la compra de Talisman Energy UK Limited (TSEUK), hoy denominada Repsol Resources UK Limited (RRUK)</p>	
<p>Tal como se indica en la nota 15 de la memoria consolidada adjunta, Addax Petroleum UK Limited (Addax) y Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation (Sinopec) presentaron una “<i>Notice of arbitration</i>” contra Talisman Energy Inc. (actualmente, Repsol Oil & Gas Canada Inc. – ROGCI) y Talisman Colombia Holdco Limited (TCHL) relativa a la compra del 49% de las acciones de RRUK en el ejercicio 2012 por parte de Addax y Sinopec, que detonó el inicio de un proceso arbitral. Esta transacción tuvo lugar antes de la adquisición del grupo Talisman por el Grupo Repsol en 2015.</p> <p>El 29 de enero de 2020, el Tribunal arbitral de Singapur emitió un laudo parcial, que abordaba únicamente la responsabilidad relativa a la cuestión de Reservas. En dicho laudo parcial, el Tribunal Arbitral decidió que ROGCI y TCHL eran responsables ante Sinopec y Addax con respecto a dicha cuestión.</p>	<p>Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con este asunto han incluido, entre otros, los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Obtención y evaluación del acuerdo entre Repsol y Sinopec para resolver el arbitraje y la adquisición del 49% de RRUK y de otra documentación conexas al acuerdo. • Reuniones con la dirección del Grupo para comprender su análisis y evaluación de los efectos del acuerdo. • Obtención y análisis de los cálculos de la dirección del Grupo respecto a la asignación de la contraprestación global del acuerdo entre coste de adquisición del 49% de las acciones de RRUK y coste de la indemnización para la resolución del arbitraje.

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p>El 20 de abril de 2021 el Tribunal Arbitral emitió un nuevo laudo parcial, que completaba la fase de responsabilidad, en el que declaró responsables a TCHL y ROGCI por la cuestión relativa a Producción y desestimó las reclamaciones de Addax y Sinopec respecto a la responsabilidad sobre el resto de las cuestiones. Tras este laudo, estaba previsto que el proceso arbitral continuara en su fase de cuantificación. A la vista de los resultados de los laudos parciales, el Grupo realizó una estimación de las responsabilidades que se podrían derivar de este arbitraje, por lo que, apoyado por sus abogados y asesores externos, el Grupo registró en ejercicios anteriores la provisión necesaria para cubrir los riesgos del proceso arbitral.</p> <p>Sin embargo, el 28 de abril de 2023 Repsol y Sinopec acordaron que Repsol adquiriría de Sinopec su participación del 49% en las acciones de RRUUK y la resolución del arbitraje. Con fecha 9 de octubre de 2023 las partes declararon cumplidas las condiciones, por lo que con fecha 31 de octubre de 2023 se transfirieron las acciones y se resolvió el procedimiento arbitral.</p> <p>La contraprestación global del acuerdo es de 2.100 millones de dólares.</p> <p>Una vez transferidas el 49% de las acciones de RRUUK a Repsol, el Grupo ha pasado a tener el 100% del capital de RRUUK por lo que ha tomado el control de ésta y se ha contabilizado la combinación de negocios, con carácter provisional, en los términos indicados en la nota 13, resultando un fondo de comercio provisional de 36 millones de dólares.</p> <p>Esta cuestión resulta clave debido a que implica la aplicación de juicios críticos y estimaciones significativas (notas 4.5, 13 y 15.2) por parte de la dirección en los cálculos realizados por parte de la dirección del Grupo Repsol.</p>	<p>En relación con la indemnización, hemos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Comparado el importe resultante del análisis indicado en el procedimiento anterior con la provisión registrada a la fecha del acuerdo y hemos comprobado si la diferencia se ha registrado en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada. • Comprobado si el importe a pagar por la indemnización se encuentra registrado en el epígrafe “Pasivos financieros corrientes” del balance de situación adjunto (nota 7.1). <p>Por otra parte, en relación con la combinación de negocios, hemos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Obtenido y analizado el detalle del valor razonable de los activos netos adquiridos preparado por la dirección del Grupo y, con la colaboración de nuestros expertos en valoraciones, hemos realizado procedimientos de auditoría para analizar las hipótesis clave empleadas en la asignación de valor (reservas y precios de los hidrocarburos, perfiles de producción, costes de desmantelamiento, impactos fiscales y tasas de descuento). • Comprobado si Repsol ha valorado nuevamente la participación en RRUUK anterior a la combinación de negocios a su valor razonable y ha reconocido la diferencia entre dicho valor razonable y su valor en libros en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada. • Comprobado si los importes registrados en las cuentas anuales consolidadas en relación con los activos netos adquiridos coinciden con los resultados de los cálculos indicados anteriormente. <p>Finalmente, hemos evaluado la suficiencia de la información revelada en las cuentas anuales consolidadas respecto a este asunto.</p> <p>En base a los procedimientos que hemos realizado, consideramos que el enfoque y las conclusiones de la dirección son coherentes con la evidencia disponible.</p>



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

Otra información: Informe de gestión consolidado

La otra información comprende exclusivamente el informe de gestión consolidado del ejercicio 2023, 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 2023 y su contenido y presentación son conformes a la normativa que resulta de aplicación.

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

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

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

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

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

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

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

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

- Identificamos y valoramos los riesgos de incorrección material en las cuentas anuales consolidadas, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas, o la elusión del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno del Grupo.
- Evaluamos si las políticas contables aplicadas son adecuadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por los administradores de la Sociedad dominante.
- Concluimos sobre si es adecuada la utilización, por los administradores de la Sociedad dominante, del principio contable de empresa en funcionamiento y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en las cuentas anuales consolidadas o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, los hechos o condiciones futuros pueden ser la causa de que el Grupo deje de ser una empresa en funcionamiento.
- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de las cuentas anuales consolidadas, incluida la información revelada, y si las cuentas anuales consolidadas representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran expresar la imagen fiel.



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

- Obtenemos evidencia suficiente y adecuada en relación con la información financiera de las entidades o actividades empresariales dentro del Grupo para expresar una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización 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 aplicables, incluidos los de 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 correspondientes salvaguardas.

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 2023 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 2023 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 22 de febrero de 2024.

Periodo de contratación

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 25 de mayo de 2023 nos nombró como auditores del Grupo por un periodo de un año para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

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 29.3 de la memoria de las cuentas anuales consolidadas.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. (S0242)

Juan Manuel Anguita Amate (20367)

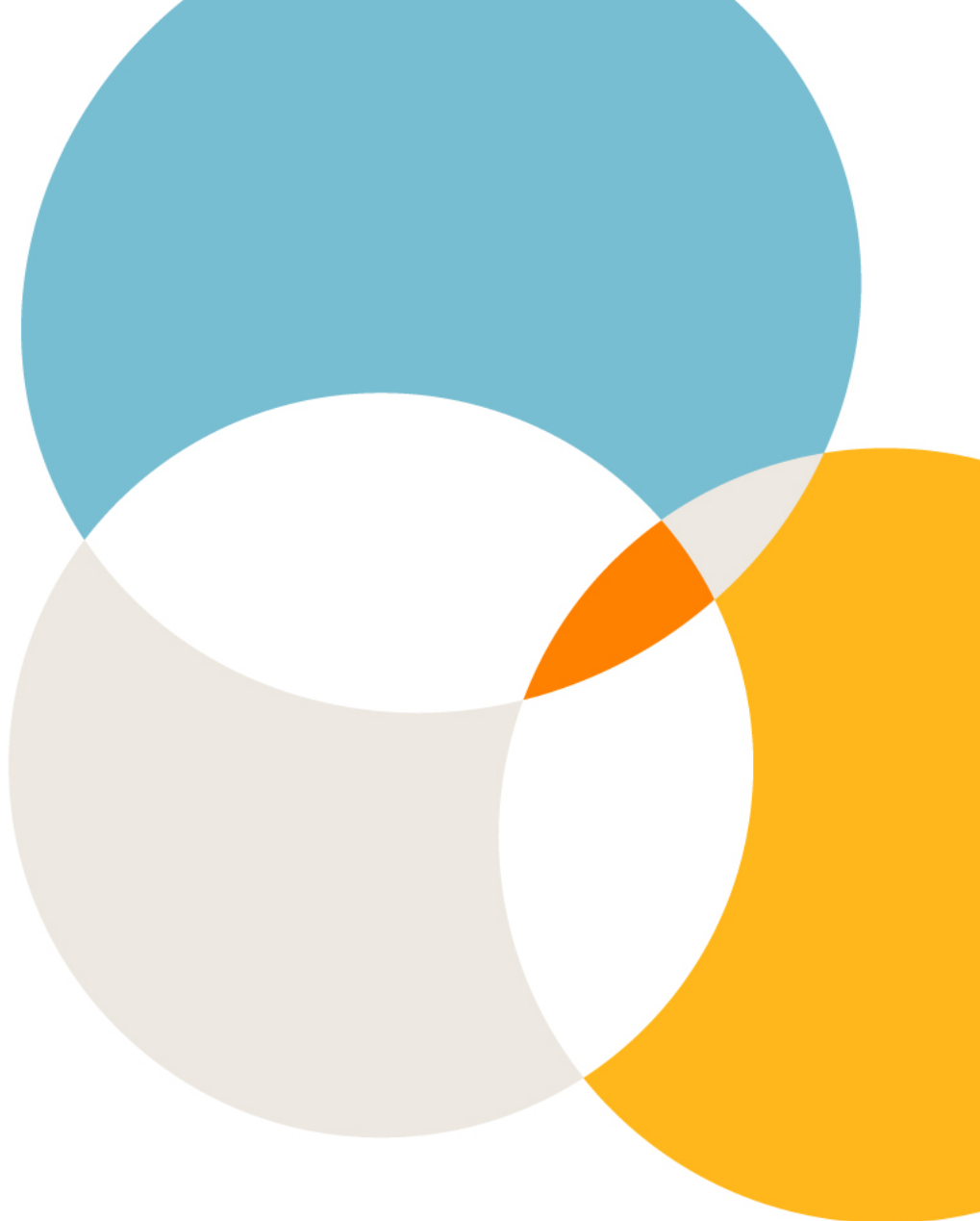
22 de febrero de 2024



2023

Grupo REPSOL

Cuentas anuales
consolidadas



ÍNDICE

ESTADOS FINANCIEROS	
Balance de situación	2
Cuenta de pérdidas y ganancias	3
Estado de ingresos y gastos reconocidos	4
Estado de cambios en el patrimonio neto	5
Estado de flujos de efectivo	6
MEMORIA	
<u>INFORMACIÓN GENERAL</u>	
(1) Acerca de estas Cuentas Anuales	7
(2) Sobre Repsol	7
(3) Segmentos de negocio de Repsol	8
(4) Criterios para la elaboración de estas Cuentas Anuales	11
<u>ESTRUCTURA DE CAPITAL Y RECURSOS FINANCIEROS</u>	
(5) Estructura financiera	22
(6) Patrimonio Neto	22
(7) Recursos financieros	27
(8) Activos financieros	30
(9) Operaciones con derivados y coberturas	32
(10) Riesgos financieros	35
<u>ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES</u>	
(11) Inmovilizado intangible	41
(12) Inmovilizado material	44
(13) Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	48
(14) Otros activos y pasivos no corrientes	50
(15) Provisiones corrientes y no corrientes	51
<u>ACTIVOS Y PASIVOS CORRIENTES</u>	
(16) Existencias	57
(17) Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	58
(18) Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	58
<u>RESULTADOS</u>	
(19) Resultado de explotación	60
(20) Deterioro de activos	66
(21) Resultado financiero	74
(22) Impuesto sobre beneficios	74
(23) Beneficio por acción	81
<u>FLUJOS DE EFECTIVO</u>	
(24) Flujos de efectivo	82
<u>OTRA INFORMACIÓN</u>	
(25) Compromisos y garantías	84
(26) Operaciones con partes vinculadas	85
(27) Obligaciones con el personal	86
(28) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo	89
(29) Remuneración a los auditores	92
(30) Hechos posteriores	93
<u>ANEXOS⁽¹⁾</u>	
Anexo I Información por segmentos y conciliación con Estados Financieros NIIF-UE	94
Anexo II Estructura societaria del Grupo	97
A) Principales sociedades que configuran el Grupo	97
B) Operaciones conjuntas del Grupo a 31 de diciembre de 2023	113
C) Principales variaciones del perímetro del Grupo en 2023	117
Anexo III Marco regulatorio	125

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

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

Balance de situación a 31 de diciembre de 2023 y 2022

	Nota	Millones de euros	
		31/12/2023	31/12/2022
Inmovilizado intangible	11	2.477	1.976
Inmovilizado material	12	25.386	22.470
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	13	2.957	4.302
Activos financieros no corrientes	8	1.562	1.437
Activos por impuesto diferido	22	4.651	2.757
Otros activos no corrientes	14	1.143	839
ACTIVO NO CORRIENTE		38.176	33.781
Existencias	16	6.623	7.293
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	17	7.974	9.027
Otros activos corrientes		240	293
Otros activos financieros corrientes	8	4.491	3.058
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	8	4.129	6.512
ACTIVO CORRIENTE		23.457	26.183
TOTAL ACTIVO		61.633	59.964

	Nota	Millones de euros	
		31/12/2023	31/12/2022
Fondos propios		26.150	24.611
Otro resultado global acumulado		47	683
Intereses minoritarios		2.873	679
PATRIMONIO NETO	6	29.070	25.973
Provisiones no corrientes	15	4.943	3.553
Pasivos financieros no corrientes	7	8.350	10.130
Pasivos por impuesto diferido y otros fiscales	22	3.304	2.194
Otros pasivos no corrientes	14	743	1.196
PASIVO NO CORRIENTE		17.340	17.073
Provisiones corrientes	15	1.559	1.579
Pasivos financieros corrientes	7	3.314	3.546
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	18	10.350	11.793
PASIVO CORRIENTE		15.223	16.918
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		61.633	59.964

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 2023 y 2022**

	Nota	Millones de euros	
		2023	2022
Ventas		58.538	74.828
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos		410	325
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		(252)	595
Aprovisionamientos		(42.888)	(56.178)
Amortización del inmovilizado		(2.436)	(2.339)
(Dotación) / Reversión por deterioro		(310)	(2.673)
Gastos de personal		(2.010)	(1.967)
Transportes y fletes		(1.891)	(1.781)
Suministros		(667)	(858)
Beneficios / (Pérdidas) por enajenaciones de activos		4	77
Otros ingresos / (gastos) de explotación		(4.204)	(4.169)
RESULTADO DE LAS OPERACIONES	19	4.294	5.860
Ingresos por intereses		425	157
Gastos por intereses		(279)	(238)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		(132)	941
Diferencias netas de cambio		242	(434)
(Dotación) / Reversión por deterioro de instrumentos financieros		(114)	49
Otros ingresos y gastos financieros		(105)	(144)
RESULTADO FINANCIERO	21	37	331
Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación ⁽¹⁾	13	34	989
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		4.365	7.180
Impuesto sobre beneficios	22	(1.081)	(2.835)
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO		3.284	4.345
Resultado atribuido a intereses minoritarios		(116)	(94)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		3.168	4.251
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	23		Euros / acción
Básico		2,46	2,96
Diluido		2,46	2,96

⁽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 2023 y 2022**

	Millones de euros	
	2023	2022
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	3.284	4.345
Por ganancias y pérdidas actuariales	(27)	18
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	—	6
Instrumentos de patrimonio con cambios en Otro resultado global	(9)	(29)
Efecto impositivo	—	(1)
OTRO RESULTADO GLOBAL - PARTIDAS NO RECLASIFICABLES AL RESULTADO	(36)	(6)
Cobertura de flujos de efectivo:	240	(336)
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	400	(490)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	(160)	154
Diferencias de conversión:	(795)	835
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	(697)	848
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	(98)	(13)
Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas:	3	11
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	6	11
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	(3)	—
Efecto impositivo	(68)	119
OTRO RESULTADO GLOBAL - PARTIDAS RECLASIFICABLES AL RESULTADO	(620)	629
TOTAL OTRO RESULTADO GLOBAL	(656)	623
RESULTADO TOTAL GLOBAL DEL EJERCICIO	2.628	4.968
a) Atribuido a la entidad dominante	2.555	4.896
b) Atribuido a intereses minoritarios	73	72

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 2023 y 2022

	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante y a otros tenedores de instrumentos de patrimonio							
	Fondos Propios							
	Capital	Prima de Emisión, reservas y dividendos	Acciones y part. en patrimonio propias	Otros instrumentos de patrimonio	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Otro resultado global acumulado	Intereses minoritarios	Patrimonio Neto
Millones de euros								
Saldo final al 31/12/2021	1.527	16.655	(641)	2.280	2.499	94	380	22.794
Resultado total global del ejercicio	—	23	—	—	4.251	622	72	4.968
Operaciones con socios o propietarios:								
Ampliación/(Reducción) de capital	(200)	(2.267)	2.467	—	—	—	—	—
Dividendos y remuneración al accionista	—	(944)	—	—	—	—	(66)	(1.010)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	—	36	(1.829)	—	—	—	—	(1.793)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones del perímetro	—	735	—	—	—	32	299	1.066
Otras operaciones con socios o propietarios	—	—	—	—	—	—	—	—
Otras variaciones de Patrimonio Neto:								
Trasposos entre partidas de Patrimonio Neto	—	2.499	—	—	(2.499)	—	—	—
Obligaciones perpetuas subordinadas	—	(60)	—	2	—	—	—	(58)
Otras variaciones	—	73	—	4	—	(65)	(6)	6
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

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 2023 y 2022

	Nota	Millones de euros	
		2023	2022
Resultado antes de impuestos		4.365	7.180
Ajustes al resultado:		3.401	4.026
Amortización del inmovilizado	11 y 12	2.436	2.339
Otros (netos)		965	1.687
Cambios en el capital corriente		878	(1.375)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(2.133)	(1.999)
Cobros de dividendos		426	753
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(1.968)	(2.398)
Otros cobros / (pagos) de las actividades de explotación		(591)	(354)
FLUJOS DE EFECTIVO DE EXPLOTACIÓN	24	6.511	7.832
Pagos por inversiones:	11 y 12	(8.352)	(5.096)
Empresas del grupo y asociadas		(898)	(193)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(4.289)	(3.535)
Otros activos financieros		(3.165)	(1.368)
Cobros por desinversiones:		2.238	962
Empresas del grupo y asociadas		659	124
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		37	473
Otros activos financieros		1.542	365
Otros flujos de efectivo de las actividades de inversión		261	31
FLUJOS DE EFECTIVO DE INVERSIÓN	24	(5.853)	(4.103)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	6	(1.283)	(1.714)
Adquisición		(1.775)	(1.884)
Enajenación		492	170
Operaciones con minoritarios:	6	2.174	1.117
Cobros/pagos por transacciones con minoritarios		2.290	1.155
Dividendos pagados a minoritarios		(116)	(38)
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	7	(2.010)	(1.148)
Emisión		9.256	13.500
Devolución y amortización		(11.266)	(14.648)
Pagos por remuneraciones de accionistas y otros instrumentos de patrimonio	6	(979)	(989)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:		(955)	(98)
Pagos de intereses		(333)	(365)
Otros cobros / (pagos) de las actividades de financiación		(622)	267
FLUJOS DE EFECTIVO DE FINANCIACIÓN	24	(3.053)	(2.832)
EFFECTO DE LAS VARIACIONES DE LOS TIPOS DE CAMBIO		12	20
AUMENTO / (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	24	(2.383)	917
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL INICIO DEL PERIODO		6.512	5.595
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	8	4.129	6.512
Caja y bancos		2.743	2.676
Otros activos financieros		1.386	3.836

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 de los cambios en el patrimonio neto y de los flujos de efectivo, del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2023.

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. El cumplimiento de la normativa contable exige la aplicación de criterios y políticas por parte de la Compañía (ver Nota 4.4); 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 4.5).

Repsol tiene una estrategia para ser una compañía cero emisiones netas en 2050¹ alineada con los objetivos de la Cumbre del Clima de París² y los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas. Estas Cuentas Anuales incluyen información que refleja los impactos del cambio climático y de las dinámicas de transición energética (ver Notas 4.5.2 y Anexo III). En su elaboración se ha tenido en cuenta lo establecido en 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 21 de febrero de 2024 y se someterán a la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación. Las correspondientes al ejercicio 2022 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 25 de mayo de 2023.

Junto a las Cuentas Anuales consolidadas se publica el Informe de Gestión consolidado 2023 del Grupo, que integra información financiera y no financiera y, en particular, el Estado de Información No Financiera consolidado y resto de información de sostenibilidad que comprende, entre otros, los ámbitos Medioambiental, Social y de Gobernanza. El Informe de Gestión incluye, como anexos, el Informe Anual de Gobierno Corporativo y el Informe Anual sobre Remuneraciones de los Consejeros. Adicionalmente y como información complementaria, Repsol publica la Información sobre las 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 la página web de Repsol.

[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, 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 ADS (*American Depositary Shares*), que cotizan 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).

¹ El Indicador de Intensidad de Carbono (IIC; gCO₂/Mj) es la métrica clave para establecer el objetivo de descarbonización hacia la neutralidad de emisiones en 2050. Para más información véase la Nota 4.5.2 y el apartado 7.2.1.4 Métricas y objetivos del Informe de Gestión consolidado 2023.

² El Acuerdo de París, ha tenido un impacto significativo en el desarrollo de nuevas políticas climáticas y en la aprobación de nueva normativa. La Unión Europea (UE), tras haber asumido el compromiso de neutralidad climática a 2050 ("*The European Green Deal*") que constituye la nueva estrategia de crecimiento de la UE, ha aprobado diferente regulación en esta materia. Por su parte, España también está emitiendo diferentes paquetes legislativos sobre esta materia por lo que la regulación sobre cambio climático y transición energética está en continua evolución. Para más información véase el Anexo III.

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 empresa multienergética eficiente, sostenible y competitiva, 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 y gas natural), así como actividades de generación y comercialización de energía eléctrica³.

El Grupo está compuesto por aproximadamente 500 sociedades, dependientes, negocios conjuntos y asociadas constituidas en 36 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 2023. En 2023, los principales cambios en la estructura societaria corresponden a las adquisiciones y acuerdos de dilución en activos vinculados a la generación renovable de electricidad y a las desinversiones en el segmento de Exploración y Producción. Para más información sobre la composición del Grupo véanse los Anexos IIA, IIB y sobre los principales cambios en la estructura societaria en Anexo IIC.

[3] Segmentos de negocio de Repsol⁴

3.1 Segmentos de negocio de Repsol

La información por segmentos del Grupo a que se refiere esta Nota 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 (geotermia, captura, almacenamiento y uso del carbono...).
- Industrial: actividades de refino de petróleo, petroquímica y trading, transporte y comercialización de crudo, gas natural y carburantes, incluyendo el desarrollo de nuevas plataformas de crecimiento como hidrógeno, biometano, 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 bajas emisiones (CCGTs⁵) y fuentes renovables.

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.

En 2023, como consecuencia de la evolución de sus negocios y de los cambios en su estructura organizativa, Repsol ha revisado la definición de sus segmentos de Reporting. El segmento de negocio hasta ahora denominado “Comercial y Renovables” se divide en “Cliente” (negocios comerciales con una oferta multienergía focalizada en el cliente) y “Generación baja en carbono” (negocios de generación eléctrica de bajas emisiones y renovables). Repsol ha re-expresado la información del ejercicio 2022 para facilitar el seguimiento y garantizar su comparabilidad.

³ Para más información véase el apartado 2.1 Cadena de valor y segmentos de negocio del Informe de Gestión consolidado 2023.

⁴ Algunas de las magnitudes presentadas a lo largo de esta Nota tienen la consideración de Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR), de acuerdo a las Directrices del European Securities Market Association ESMA (para más información, véase el Anexo II Medidas Alternativas de Rendimiento del Informe de Gestión consolidado ó en www.repsol.com). Todas las magnitudes presentadas conforme al modelo de información por segmentos de negocio, a las que se refiere esta Nota, se concilian con los estados financieros NIIF-UE en el Anexo I.

⁵ Acrónimo inglés para los generadores de electricidad de turbina de gas de ciclo combinado.

3.2 Modelo de presentación de los resultados por segmentos

En su modelo de reporting por segmentos, Repsol presenta los resultados y otras magnitudes financieras de sus segmentos 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 global⁶.

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 a coste de reposición (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.
- Desde 2023, tras la entrada de socios minoritarios en nuestros negocios de E&P y de GBC, la participación de socios minoritarios en el resultado consolidado se ha aislado del Resultado Ajustado, Efecto Patrimonial y Resultados Específicos, para que estos reflejen en su integridad el resultado gestionado por la Compañía. La participación de los socios minoritarios en los resultados del Grupo se refleja en una línea independiente **Minoritarios**, neto de impuestos, inmediatamente antes del **Resultado Neto**.

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 NIIF-UE. Esta información se puede encontrar en el Anexo II Medidas Alternativas de Rendimiento del Informe de Gestión consolidado ó en www.repsol.com).

⁶ 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 la *joint venture* de Chile se integran por el método de la participación.

3.3 Información financiera por segmentos de negocio

En esta Nota y en el Anexo I *Información por segmentos y conciliación con Estados Financieros NIIF-UE*, se resume la información financiera por segmentos de negocio. Para mayor información, nos remitimos al Informe de Gestión consolidado 2023 que acompaña a estas Cuentas Anuales consolidadas y se publica junto con ellas.

Resultados de los segmentos de negocio	Millones de euros	
	2023	2022
Exploración y Producción	1.779	3.029
Industrial	2.734	3.241
Cliente	614	421
GBC	75	144
Corporación y otros	(191)	(61)
RESULTADO AJUSTADO	5.011	6.774
Efecto patrimonial	(453)	78
Resultados específicos	(1.274)	(2.507)
Minoritarios	(116)	(94)
RESULTADO NETO	3.168	4.251

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	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
<i>Millones de euros</i>										
Exploración y Producción	2.936	5.705	5.199	7.486	3.179	5.706	2.627	2.127	12.716	12.282
Industrial	3.626	4.315	28.674	37.332	3.611	2.639	1.161	1.025	10.929	11.108
Cliente	819	564	27.164	32.696	913	614	423	258	2.788	2.762
GBC	134	245	516	1.210	95	155	1.876	667	3.897	1.905
Corporación y otros	(265)	(181)	—	—	(734)	(192)	80	105	836	172
TOTAL	7.250	10.648	61.553	78.724	7.064	8.923	6.167	4.182	31.166	28.229

⁽¹⁾ Incluye las inversiones devengadas en el período.

3.4 Acontecimientos destacables del periodo ⁷

En este apartado se apuntan brevemente algunos acontecimientos destacables del periodo para contextualizar la información de estas Cuentas Anuales. Repsol publica junto con las presentes Cuentas Anuales su Informe de Gestión consolidado 2023, que incluye una explicación del desempeño de sus negocios y de los principales acontecimientos del periodo.

Durante 2023 la economía global ha demostrado ser resiliente pero ha venido marcada por una elevada incertidumbre (para más información véase el apartado 3 del Informe de Gestión del 2023). El complejo y volátil **entorno** ha afectado a las actividades y resultados de los negocios de la Compañía de manera desigual. El descenso de los precios del crudo y la pronunciada caída de los del gas han reducido los ingresos de E&P; los márgenes de Refino se han moderado significativamente a lo largo del periodo aunque se mantienen en buenos niveles y los negocios de Movilidad en España recuperan márgenes al dejar de aplicar los descuentos establecidos por el Gobierno durante el año 2022 para hacer frente a la subida de los precios de los carburantes (véase el apartado 4 del Informe de Gestión consolidado 2023).

Durante 2023 se ha avanzado en el **cumplimiento de los objetivos estratégicos**, con actuaciones como las siguientes:

- En E&P, se ha completado la venta de una participación del 25% del segmento de negocio al grupo EIG por un precio de 3.350 millones de dólares (ver Notas 6, 8 y 24). Adicionalmente, se ha completado la salida del negocio E&P de Canadá (ver Nota 19.7) y la liquidación y disolución de Repsol Oil & Gas Canada Inc. -ROGCI- (ver Nota 11).
- En el segmento Industrial, se ha continuado la transformación de los grandes complejos industriales, apostando por la sostenibilidad futura de la industria: construcción de la Planta de Biocombustibles Avanzados (C43) situada en Cartagena, primera planta en España para producir combustibles renovables a partir de residuos; inicio de la ampliación del Complejo Industrial de Sines (Portugal); puesta en marcha del primer electrolizador de la compañía en la refinería de Petronor; nuevo terminal marítimo en el Puerto Exterior de A Coruña, que facilita la logística de nuevos productos y materias primas y contribuye a la iniciativa de creación de un polo de energías renovables en A Coruña.
- En Cliente, para elevar el perfil multienergético de la Compañía, se ha lanzado el Programa "Planes Energías conectadas", que beneficia a los clientes que contraten distintos productos energéticos con Repsol a través de la

⁷ Para una descripción detallada de los principales acontecimientos véase el apartado 1. Resumen del año del Informe de Gestión consolidado 2023.

plataforma digital Waylet. Los clientes digitales han aumentado hasta 7,9 millones a 31 de diciembre. También han aumentado los clientes de electricidad y gas, que han superado los 2,1 millones.

- En el negocio GBC, se han puesto en marcha proyectos en España, EE.UU. y Chile que permiten alcanzar una capacidad instalada de generación eléctrica renovable en operación de 2.781 GW. En cuanto al crecimiento inorgánico, destaca la adquisición del 100% de Asterion Energies, que gestiona una cartera de activos renovables de 7.700 MW localizados en España (en su mayor parte), Italia y Francia (ver Nota 11) y la firma del acuerdo (que se completará previsiblemente en el primer trimestre de 2024) para la adquisición del 100% de ConnectGen por 782 millones de dólares, que gestiona una cartera de proyectos de 20 GW en EE.UU. Por otro lado, continuando con la política de rotación de activos, se ha vendido un 49% de una cartera de activos de 618 MW en España a Pontegadea por 363 millones de euros (ver Nota 6.5).
- Se han alcanzado acuerdos para resolver dos litigios importantes (ver Nota 15.2). En EE.UU. se ha puesto fin a los litigios relacionados con la compañía Maxus (adquirida por YPF en 1995). En Reino Unido, Repsol y Sinopec, accionistas del negocio conjunto Repsol Sinopec Resources UK (RSRUK, actualmente RRUK), han puesto fin al procedimiento arbitral iniciado por Sinopec en relación con el proceso de adquisición del 49% de RRUK al Grupo Talisman en 2012, que ha culminado con la adquisición por Repsol de la participación de Sinopec en RRUK (ver Nota 13).
- La cotización de la acción ha experimentado una elevada volatilidad, con una cotización que ha promediado en 2023 un 9% por encima de la de 2022. La retribución al accionista en 2023 se ha concretado en el pago de dividendos de 0,70 euros brutos por acción (un 11% superior a la retribución de 2022) por importe total de 901 millones de euros.

Tras cumplir anticipadamente gran parte de los objetivos fijados para el Plan Estratégico 21-25, se ha llevado a cabo una reflexión estratégica que ha culminado con la publicación de una actualización estratégica para el período 2024-2027. Para más información véase el apartado 2.5 del Informe de Gestión consolidado 2023.

[4] Criterios para la elaboración de estas Cuentas Anuales

4.1 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 2023 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 de valoración homogéneas.

Se presentan en millones de euros, que también es la moneda funcional de la sociedad dominante, salvo que se indique otra unidad.

4.2 Comparación de la información

Las novedades en la normativa contable que han sido aplicadas por el Grupo a partir del 1 de enero de 2023⁸ no han producido ningún impacto significativo dada su naturaleza y alcance, más allá de ciertos requerimientos de desglose de información en notas adicionales.

4.3 Nuevos estándares emitidos de aplicación obligatoria futura

A continuación se desglosan las normas emitidas por el IASB que serán de aplicación obligatoria en futuros ejercicios⁹:

Pendientes de adopción por la Unión Europea	Fecha de 1ª aplicación
Modificaciones a NIC 7 y NIIF 7 - Acuerdos de financiación con proveedores ⁽¹⁾	1 de enero de 2024
Modificaciones a la NIC 21 - Ausencia de convertibilidad ⁽²⁾	1 de enero de 2025

⁽¹⁾ Modificaciones emitidas el 25 de mayo de 2023.

⁽²⁾ Modificaciones emitidas el 15 de agosto de 2023.

⁸ A partir del 1 de enero de 2023 se han aplicado las siguientes normas sin impacto significativo en los estados financieros del Grupo, más allá de determinados desgloses de información asociados: (i) NIIF 17 Contratos de seguro, incluyendo las Modificaciones a la NIIF 17 emitidas el 9 de diciembre de 2021; (ii) Modificaciones a la NIC 12: Impuestos diferidos asociados a activos y pasivos que surgen en una transacción única; (iii) Modificaciones a la NIC 1: Información a revelar sobre políticas contables; (iv) Modificaciones a la NIC 8: Definición de estimaciones contables; (v) Modificaciones a la NIC 12 - Reforma fiscal internacional - Reglas del modelo Pilar II.

⁹ 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.

Adoptadas por la Unión Europea	Fecha de 1ª aplicación
Modificaciones a la NIIF 16 - <i>Pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior</i> ⁽¹⁾	1 de enero de 2024
Modificaciones a la NIC 1 - <i>Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes</i> ⁽²⁾	1 de enero de 2024
Modificaciones a la NIC 1 - <i>Pasivos no corrientes con condiciones pactadas</i> ⁽³⁾	1 de enero de 2024

⁽¹⁾ Modificaciones emitidas el 22 de septiembre de 2022.

⁽²⁾ Incluye el diferimiento de la primera aplicación de las Modificaciones a NIC 1 emitidas el 15 de julio de 2020.

⁽³⁾ Modificaciones emitidas el 31 de octubre de 2022.

El Grupo está analizando los potenciales impactos que estos cambios normativos pudieran tener en sus estados financieros consolidados, si bien a la fecha no se espera ninguno significativo, más allá de los nuevos requerimientos de desglose de información que introducen algunos de estos cambios.

4.4 Políticas contables

Hay que señalar que las políticas y opciones contables significativas se presentan, en recuadros de texto, destacadas a lo largo de las notas de las presentes Cuentas Anuales consolidadas, salvo para las que, por su carácter más transversal o general, se detallan a continuación:

4.4.1 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, y son consolidadas siguiendo el método de integración global.
- Acuerdos conjuntos: aquellas en las que las decisiones estratégicas operativas y financieras requieren del consentimiento unánime de las partes que comparten el control (control conjunto) y se clasifican en: a) operaciones conjuntas articuladas a través de un *Joint Operating Agreement* (JOA), o de un vehículo que no limita los riesgos y beneficios del partícipe y que se integran en los estados financieros de los socios en función de la participación sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos que surgen del acuerdo; o b) negocios conjuntos (*Joint Ventures* -JV-): aquellas que representan un interés en los activos netos del acuerdo y que se registran según el método de la participación.
- Asociadas: aquellas 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) y son contabilizadas de acuerdo al método de la participación.

4.4.2 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, y 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.

4.4.3 Combinaciones de negocio

Las combinaciones de negocio en las que el Grupo adquiere el control de uno o varios negocios mediante la fusión o escisión 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 a 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 a 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 Renovables, 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 de “*ready to build*” que es aquel que pone fin a la fase de pre-desarrollo y es previo a la fase de desarrollo o construcción. No obstante lo anterior, cada transacción requiere de un análisis específico para su calificación como combinación de negocios, o bien, como una adquisición de activos.

4.4.4 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 15).
- 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.

4.5 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 4.5.1), (ii) valor recuperable de los activos (ver Nota 4.5 y Nota 20), (iii) combinaciones de negocio (ver Nota 4.4.3, 11 y 13), (iv) provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias tales como las ocasionadas por daños medioambientales (ver Notas 15), (v) impuesto sobre beneficios, créditos y contingencias fiscales y activos por impuestos diferidos (ver Nota 22); (vi) valor de mercado de los instrumentos financieros derivados (Notas 7, 8 y 9), (vii) pérdida esperada de los instrumentos financieros (ver Notas 10.3 y 20.3), y (viii) evaluación de las inversiones en Venezuela (ver Notas 13 y 20.3). En cualquier caso, hay que señalar que varias de las estimaciones anteriores deben incorporar 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.

4.5.1 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 después de impuestos derivados de 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)¹⁰, para lo que se utilizan previsiones sectoriales, experiencia pasada y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. Las estimaciones contemplan escenarios de

¹⁰ 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 13 y 20). 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.

transición energética y descarbonización de la economía que son consistentes con los objetivos del Acuerdo de París y con los compromisos de descarbonización adquiridos por Repsol, así como con los objetivos de la actualización del plan estratégico presentada en febrero de 2024 (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 y se elabora de acuerdo a la información recogida en informes internos que reflejan las previsiones propias, basadas en información externa relevante disponible (consultores y organismos especializados).
- Las sendas de precios del petróleo, del gas natural, de la electricidad y del CO₂ utilizadas para el test de deterioro son estimaciones propias, que se contrastan con los escenarios de agencias internacionales y otros actores del mercado. Las sendas se elaboran a partir de la información macroeconómica, financiera, de mercado y de las previsiones disponibles de analistas.

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

- Para la elaboración de las sendas a corto plazo se tienen en cuenta básicamente los informes de previsión realizados por una selección de bancos de inversión, macro consultoras (*Platts Analytics, IHS, Wood Mackenzie, Energy Aspects y Oxford Economics*), la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés) y la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, 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 privadas¹¹.

- 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 ETS de la UE. La senda utilizada para el test de deterioro (ver Nota 20) 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, se mantiene un escenario coherente con el paquete de medidas anunciadas por la Comisión Europea denominado “*Fit for 55*” y la nueva 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 20.2.

¹¹ 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 escenarios denominados “*Stated Policies*” y “*Announced Pledges*” de la IEA del World Energy Outlook 2023 (para más información véase <https://www.iea.org>).

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, y sus principales componentes son los siguientes:

- El tipo de interés libre de riesgo para los flujos en dólares es el del bono soberano de EE.UU. a 10 años y para los flujos en euros el del bono soberano de Alemania a 10 años;
- En cuanto al riesgo-país se utilizan (i) cotizaciones de mercado, tales como el diferencial de los bonos soberanos en euros o dólares americanos con respecto a la deuda emitida por Alemania (euros) o EE.UU. (USD) respectivamente, (ii) estimaciones de riesgo-país contenidas en el EMBI (*Emerging Markets Bond Index*) publicado por JP Morgan, y (iii) estimaciones de riesgo-país publicadas por tres proveedores externos -*Country Risk Rating (IHS Global Insight)*, *International Country Risk Guide (PRS Group)* y *Business Monitor (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 caja¹² 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 4.5.2).

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 95% 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 "varados" (expuestos a su abandono temprano, "*stranded assets*" en inglés).

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*

¹² 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.

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 gas¹³ es un proceso clave para la toma de decisiones de la Compañía¹⁴. El volumen de las reservas y recursos de crudo y gas se utiliza tanto para el cálculo de la amortización como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones y el cálculo de las provisiones por desmantelamiento en activos del segmento *Upstream*.

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

- Costes operativos e inversiones. Se calculan para el primer año de acuerdo con el presupuesto anual del Grupo y en los años siguientes de acuerdo con los planes de desarrollo de los activos.
- Impuestos. Se consideran los impuestos aplicables a cada contrato atendiendo a la legislación vigente 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 se realizan proyecciones hasta 2040, previéndose una caída de actividad de la destilación de combustibles fósiles de alrededor del 80% (se considera que la demanda de productos petrolíferos 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...).
- 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, Algonquin y TTF (*Title Transfer Facility*), ajustándose de acuerdo con referencias del mercado correspondiente en caso de que las referencias internacionales no reflejen las circunstancias del mismo.
 - Volúmenes y márgenes de comercialización de gas y GNL. Los volúmenes considerados en los flujos de caja se estiman conforme a los contratos vigentes al cierre del ejercicio y a la actividad prevista, todo ello conforme al presupuesto anual y al plan de negocio. Los márgenes tienen en consideración tanto datos históricos como la estimación de precios del punto anterior, así como la expectativa de evolución futura.

¹³ 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).

¹⁴ 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).

Activos del segmento Cliente

Para los negocios de comercialización de combustibles, por regla general, se realizan proyecciones a 10 años (hasta 2033) 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 elevada 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 o el plazo límite de la concesión (centrales hidráulicas), en un rango que va de 9 a 43 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"¹⁵ 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 del Grupo, se lleva a cabo mediante la comparación de su importe recuperable con su importe en libros (ver Nota 13). El importe recuperable de una inversión en una asociada o negocio conjunto se evalúa de manera individual, considerando las mismas hipótesis descritas anteriormente.

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

En diciembre de 2019, Repsol hizo público su compromiso de ser parte de la solución en la lucha contra el cambio climático, al orientar su estrategia para ser una compañía con cero emisiones netas de gases de efecto invernadero en el año 2050, en consonancia con los objetivos del Acuerdo de París, que pretende limitar el calentamiento del planeta, y con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas. Este objetivo se mantiene como base de la nueva actualización estratégica (Plan Estratégico 2024-2027).

Repsol considera que este objetivo de descarbonización 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, 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.

La métrica utilizada para el seguimiento de los objetivos intermedios de descarbonización hacia la neutralidad de emisiones en 2050 es la reducción del Indicador de Intensidad de Carbono (IIC)¹⁶ medido en gCO₂e/MJ. Los objetivos intermedios de reducción del IIC, respecto al año base 2016, son: 15% en 2025, 28% en 2030 y 55% en 2040. El IIC de 2023 (69,5 gCO₂e/MJ) se ha reducido un -9,6% respecto a 2016.

Las inversiones relevantes para cumplir el objetivo de descarbonización se denominan "Inversiones bajas en carbono"¹⁷ que alcanzan en 2023 cerca del 40% del total.

¹⁵ *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 9), según corresponda (ver Nota 25).

¹⁶ El IIC tiene en cuenta en el numerador las emisiones derivadas de la actividad de la Compañía (alcance 1 y 2, es decir, emisiones directas e indirectas derivadas de las operaciones de exploración y producción, refinado y química y por generación de energía eléctrica) y las emisiones asociadas al uso de los productos energéticos derivados de nuestra producción de energía primaria -petróleo y gas natural- (alcance 3 incluyendo la categoría 11, la 12 -por la incineración de los productos químicos- y la 1 -por la compra del hidrógeno de terceros-). En el denominador, el indicador recoge la energía que Repsol pone a disposición de la sociedad en forma de productos finales derivados de la producción de energía primaria de petróleo y gas y de fuentes de energía bajas en carbono. Para más información véase el apartado 7.2.1.4 Métricas y objetivos del Informe de Gestión consolidado 2023 y www.repsol.com.

¹⁷ 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.

Los principales riesgos derivados del cambio climático se clasifican como "*transicionales*", derivados de la transición energética, y "*físicos*"¹⁸, derivados de acontecimientos naturales que pudieran verse exacerbados por el avance del cambio climático. En el caso de Repsol, los primeros impactan de forma más significativa que a los segundos, dada la naturaleza y localización de sus actividades.

Para más información sobre la estrategia, la asignación de capital prevista a futuro y los riesgos y oportunidades de la descarbonización véase el apartado 7.2.1 Cambio Climático del Informe de gestión consolidado 2023 que se prepara siguiendo las recomendaciones del *Task Force on Climate-Related Financial Disclosures (TCFD)*¹⁹ a las que Repsol se ha adherido de manera voluntaria.

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 4.5.1).

Tanto las sendas de precios como las hipótesis de demanda, etc. 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, impulsados por las políticas de descarbonización, que están alineados con los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del Acuerdo de París. Como se ha dicho, la estrategia de la Compañía en estos escenarios se orienta al objetivo "cero emisiones netas" en 2050 (ver apartado 7.2.1 del Informe de gestión del Grupo).

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. Algunas sendas de precios elaboradas por terceros prevén un precio estructural de las materias primas más bajo durante el período de transición, mientras que otras sendas prevén unos precios estructurales más elevados como resultado de variaciones tanto en la oferta como en la demanda. Por este motivo, en el apartado 7.2.1.2. del Informe de gestión consolidado 2023, se incluye un análisis que evalúa la resiliencia de la Compañía, así como su capacidad para alcanzar sus objetivos de cero emisiones netas en 2050, en distintos escenarios de descarbonización a largo plazo (2030-2050). Con ello se da respuesta a las recomendaciones del TCFD: "*Describir la resiliencia de la estrategia de la organización, teniendo en cuenta los diferentes escenarios relacionados con el clima, como un escenario con 2°C o inferior*".

Adicionalmente, atendiendo a las demandas de algunos usuarios de información, en la Nota 20.2 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 2023*²⁰. En este escenario, el deterioro adicional no superaría el 9% 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-.

¹⁸ Los riesgos transicionales pueden ser regulatorios y legales, tecnológicos, de mercado y reputacionales. En relación a 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, tormentas tropicales,... Para más información de los riesgos transicionales y físicos véase el apartado 7.2.1.3 del Informe de Gestión 2023.

¹⁹ Los ministros de Finanzas y los Gobernadores de bancos centrales del G-20 pidieron al Consejo de Estabilidad Financiera (FSB por sus siglas en inglés) que revisaran cómo el sector financiero se podía hacer cargo de los problemas relacionados con el clima. El Consejo de Estabilidad Financiera estableció un grupo de trabajo sobre divulgación de información financiera relacionada con el clima (Task Force) que ha elaborado unas recomendaciones cuyos elementos centrales son: gobernanza, estrategia, gestión de riesgos y métricas y objetivos. Más información en <https://www.fsb-tcfd.org>.

²⁰ 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.

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 empleado en este segmento de negocio ha descendido desde los 21.515 millones de euros en diciembre de 2018 hasta los 12.716 millones de euros al 31 de diciembre de 2023 (un -41%). 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 consistentes con los objetivos del Acuerdo de París). 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 95% 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.

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 11 y 12) son amortizados generalmente usando una metodología de unidad de producción, donde la amortización depende de la relación entre la producción (ver Nota 4.4.4) y las reservas que se espera 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 45% de dicha producción esperada se haya extraído en 2030 y el 82% 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 más del 90% del valor contable de los activos actuales estarían totalmente amortizados contablemente en 2040. En 2022 se revisó la vida útil de aquellas unidades de las plantas de refino en España más afectadas por la transición energética, adelantando la fecha prevista para el inicio de su desmantelamiento. Este cambio de vidas útiles no tuvo un impacto relevante por amortización en la cuenta de pérdidas y ganancias del Grupo.

En relación con los activos del negocio de Movilidad de la península Ibérica (ver Notas 11 y 12), se estima que más del 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 15.1.

A 31 de diciembre de 2023 las provisiones de desmantelamiento de activos ascienden a 3.866 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 92% 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 2023, a las sociedades del Grupo se les han asignado derechos de CO₂ gratuitos equivalentes a 7,6 millones de toneladas de CO₂. El gasto neto por emisiones de CO₂ en 2023 ha ascendido a 381 millones de euro (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 15.1. y 16.

La senda de precios de los derechos de emisión de CO₂ para el cálculo del valor recuperable de los activos (ver Nota 20) se revisó al alza en 2022, con un incremento significativo respecto a 2021 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 2023 se ha revisado al alza respecto a la de 2022, en torno a 15 dólares tonelada, por la propia evolución del mercado.

Impuestos diferidos.

La valoración de la recuperabilidad de los activos por impuesto diferido (3.899 millones de euros, véase Nota 22) se realiza con los mismos escenarios e hipótesis utilizados para el cálculo del valor recuperable de los activos (ver 4.5.1) 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 2023 (ver Nota 22).

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 2023 las provisiones de contratos onerosos no son significativas para el Grupo (ver Nota 15.1).

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 cuestiones medioambientales. Al 31 de diciembre de 2023 Repsol no tiene reconocidas provisiones en los estados financieros del Grupo por litigios relacionados con el cambio climático (ver Nota 15).

ESTRUCTURA DE CAPITAL Y RECURSOS FINANCIEROS**(5) Estructura financiera**

Repsol asume una política financiera prudente con el objetivo de mantener la calificación crediticia actual (para más información véase el apartado 2.5 del Informe de Gestión consolidado 2023).

La determinación de la estructura financiera objetivo tiene en cuenta una ratio de apalancamiento que garantice la solidez financiera del Grupo, definida como relación entre la Deuda neta²¹ y el Capital empleado²². Ambas magnitudes son, a estos efectos, calculadas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo descrito en la Nota 3.2 y la conciliación de estas magnitudes con las establecidas en NIIF-UE y utilizadas para la elaboración de los estados financieros de las presentes Cuentas Anuales consolidadas se puede encontrar en el Anexo I y en el Anexo II del Informe de gestión consolidado 2023 (www.repsol.com). El cálculo de las citadas ratios a 31 de diciembre de 2023 y 2022, se desglosa a continuación:

Estructura financiera	Millones de euros	
	2023	2022
Patrimonio neto	29.070	25.973
Deuda financiera neta ⁽¹⁾	2.096	2.256
Capital empleado ⁽¹⁾	31.166	28.229
Ratio de Apalancamiento (%)	6,7	8,0

⁽¹⁾ Medida Alternativa de Rendimiento.

Para más información véase el apartado 4.3 Situación financiera del Informe de Gestión consolidado 2023.

(6) Patrimonio Neto

Patrimonio Neto	Millones de euros	
	2023	2022
Fondos propios:	26.150	24.611
Capital social	1.217	1.327
Prima de emisión y reservas:	19.485	16.750
Prima de emisión	4.038	4.038
Reserva legal ⁽¹⁾	314	314
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas ⁽²⁾	15.163	12.431
Dividendo y remuneraciones a cuenta	(30)	(33)
Acciones y participaciones en patrimonio propias	(8)	(3)
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	3.168	4.251
Otros instrumentos de patrimonio	2.288	2.286
Otro resultado global acumulado:	47	683
Instrumentos de patrimonio con cambios en otro resultado global	(22)	(15)
Operaciones de cobertura	40	(144)
Diferencias de conversión	29	842
Intereses minoritarios	2.873	679
TOTAL PATRIMONIO NETO	29.070	25.973

⁽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. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

⁽²⁾ Incluye: (i) el traspaso del resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante del ejercicio 2022, (ii) una reserva por capital amortizado por importe de 590 millones de euros (480 millones de euros en 2022), que equivale al valor nominal de las acciones amortizadas en las reducciones de capital (ver 6.3) y (iii) los resultados de las operaciones de venta sin pérdida de control (ver Nota 6.5).

²¹ Las ratios utilizan el concepto de Deuda financiera neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras.

²² Corresponde a la suma de la Deuda financiera neta más el Patrimonio neto.

6.1 Capital social

El capital social a 31 de diciembre de 2023 y 2022 estaba representado por 1.217.396.053²³ y 1.327.396.053 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, 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⁾	—	5,306	0,169	5,475
Norges Bank	5,417	—	—	5,417
Millennium Group Management LLC.	—	—	2,003	2,003

⁽¹⁾ BlackRock, Inc. ostenta su participación a través de diversas entidades controladas.

A 31 de diciembre de 2023 Repsol, S.A. tiene acciones admitidas a cotización en los siguientes mercados:

Nº de acciones cotizadas	% capital social que cotiza	Bolsas ⁽¹⁾	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
1.217.396.053	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	13,450	14,056	euros
		OTCQX	14,850	15,110	dólares

Nota: Para más información en relación con la acción de Repsol véase el apartado 4.4. del Informe de gestión consolidado 2023.

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

Para más información sobre el precio de la acción véase el apartado 4.4 del Informe de gestión consolidado 2023.

6.2 Acciones y participaciones en patrimonio propias

Las principales operaciones con acciones propias²⁴ efectuadas por el Grupo Repsol han sido las siguientes:

Acciones y participaciones en patrimonio propias	2023			2022		
	Nº Acciones	Importe	% capital	Nº Acciones	Importe	% capital
Millones de euros (importe)						
Saldo al inicio del ejercicio	225.565	3	0,02 %	64.110.571	641	4,20 %
Compras en mercado ⁽¹⁾	146.655.088	2.107	12,05 %	148.084.074	1.990	11,16 %
Ventas en mercado ⁽¹⁾	(36.301.956)	(541)	2,98 %	(11.969.080)	(161)	0,90 %
Reducción de capital	(110.000.000)	(1.561)	9,04 %	(200.000.000)	(2.467)	15,07 %
Saldo al cierre del ejercicio	578.697	8	0,05 %	225.565	3	0,02 %

⁽¹⁾ En 2023 y 2022 "Compras mercado" incluye las compras realizadas al amparo de los Programas de Recompra de acciones propias para su amortización (un total de 85 millones de acciones en 2023 y 106 millones de acciones en 2022). También en 2023 y 2022 "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 2023 se han entregado 1.301.956 acciones de acuerdo con lo establecido en cada uno de los planes descritos en la Nota 27.4), 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 2023, la sociedad mantiene derivados sobre acciones propias (ver Nota 9).

²³ Capital social tras la ejecución en diciembre de la reducción de capital mediante amortización de 110 millones de acciones propias.

²⁴ La Junta General Ordinaria de Accionistas, en sus reuniones celebradas el 11 de mayo de 2018 y el 6 de mayo de 2022, autorizó al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol, directamente o a través de sociedades dependientes, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol y cualesquiera de sus sociedades dependientes, 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. La autorización vigente (conferida por la Junta General Ordinaria de Accionistas de 6 de mayo de 2022) se otorgó por un plazo de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto, en la parte no utilizada, la autorización acordada por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 11 de mayo de 2018.

6.3 Dividendos, retribución al accionista y reducciones de capital

La retribución en efectivo a los accionistas de Repsol, S.A. durante 2023 ha ascendido a 0,70 euros brutos por acción:

- En enero se ha pagado una retribución en efectivo de 0,35 euros brutos por acción, correspondientes a: (i) un dividendo de 0,325 euros brutos por acción con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos; y (ii) un dividendo de 0,025 euros brutos por acción con cargo a resultados de 2022. El importe pagado ha ascendido a 454²⁵ millones de euros.
- En julio se ha pagado un dividendo complementario en efectivo de 0,35 euros brutos por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2022, por importe total de 447²⁵ millones de euros.

Adicionalmente, se han ejecutado dos reducciones de capital mediante la amortización de 110 millones de acciones propias:

- En junio, se ha ejecutado la reducción de capital aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas 2023, dentro del punto séptimo del orden del día, mediante la amortización de 50 millones de acciones propias de 1 euro de valor nominal cada una.
- En diciembre, se ha ejecutado la reducción de capital acordada por el Consejo de Administración de 26 de julio de 2023, al amparo del acuerdo aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas 2023 dentro del punto octavo del orden del día, mediante la amortización de 60 millones de acciones propias de 1 euro de valor nominal cada una.

Durante 2022 la retribución en efectivo al accionista ascendió a 0,63 euros por acción.

Remuneración al accionista en 2024.

El 11 de enero de 2024 se ha pagado a los accionistas un total de 0,4 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 (aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas 2023, 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 2023 (aprobado formalmente por el Consejo de Administración de 20 de diciembre de 2023). El importe total pagado ha ascendido a 487²⁵ millones de euros, registrado a 31 de diciembre de 2023 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 2024 de una retribución complementaria a los accionistas con cargo a los resultados del ejercicio 2023 (adicional a la pagada en enero de 2024) de 0,5 euros brutos por acción que está previsto tenga lugar el 8 de julio de 2024. Adicionalmente, ha acordado implementar un programa de recompra de acciones propias por un máximo de 35 millones de acciones y proponer a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas una reducción de capital mediante la amortización de 40 millones de acciones propias de un euro de valor nominal cada una.

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

6.4 Otros instrumentos de patrimonio²⁶

El Grupo tiene emisiones vivas de bonos subordinados, cuyo importe nominal total a 31 de diciembre de 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 2022).

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.

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).

6.5 Intereses minoritarios

En marzo de 2023 se ha completado la venta de una participación del 25% del negocio de Exploración y Producción a través de Repsol E&P S.a.r.l. al grupo EIG Global Energy Partners por un precio de las acciones de 3.350 millones de dólares. En el periodo se han cobrado 1.852 millones de euros (ver Nota 3.4) y reconocido los importes pendientes a cobrar durante los próximos tres años (ver Nota 8 Activos financieros). El impacto que esta operación ha tenido en el Patrimonio Neto del Grupo ha ascendido a 1.648 millones de euros en el epígrafe de "Intereses minoritarios" y 887 millones de euros "Reservas de ejercicios anteriores y otras reservas".

²⁶ Los bonos subordinados perpetuos no contiene cláusulas de vencimiento anticipado, con excepción de los supuestos de disolución o liquidación.

El Patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2023 y 2022 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 2021		178	175	27	380
Dividendos distribuidos	—	(33)	(29)	(4)	(66)
Resultado del ejercicio	—	13	76	5	94
(Inversiones)/Desinversiones ⁽¹⁾	—	294	—	5	299
Otros movimientos	—	(29)	(2)	2	(28)
Saldo a 31 diciembre 2022	—	423	220	35	679
Dividendos distribuidos	(53)	(27)	(4)	(5)	(89)
Resultado del ejercicio ⁽²⁾	47	20	41	8	116
(Inversiones)/Desinversiones ⁽¹⁾	1.648	247	—	(4)	1.891
Otros movimientos ⁽³⁾	(59)	336	—	(1)	276
Saldo a 31 diciembre 2023	1.583	999	257	33	2.873

Nota. En Repsol E&P S.a.r.l. el socio minoritario es EIG, que a 31 de diciembre de 2023 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 política 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 véase el Anexo IIA.

⁽¹⁾ Incluye, en 2023, los intereses minoritarios: (i) por el valor neto contable del 25% de los activos del negocio de Exploración y Producción tras su venta a EIG y (ii) la venta del 49% de una cartera de activos renovables en España a Pontegadea por 363 millones de euros (que ha tenido un impacto en "Reservas de ejercicios anteriores y otras reservas" de 32 millones de euros). En 2022, en Repsol Renovables, S.A. incluía los intereses minoritarios derivados de (i) la venta del 25% de Repsol Renovables, S.A. (ver Nota 3.4), (ii) la venta del 49% de la participación del parque fotovoltaico de Valdesolar al grupo The Renewables Infrastructure Group (TRIG) y (iii) la venta del 49% del complejo fotovoltaico Kappa a Pontegadea.

⁽²⁾ En el subgrupo Repsol E&P S.a.r.l., los resultados se atribuyen a minoritarios a partir de la fecha efectiva de la venta. En el Subgrupo Repsol Renovables, S.A. incluye los minoritarios por las operaciones de rotación de activos.

⁽³⁾ Incluye, en 2023, en subgrupo Repsol Renovables, S.A., las aportaciones de capital realizadas por el socio Janus Renewables, S.L. por importe de 292 millones de euros.

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]

Millones de euros	2023		
	Subgrupo Repsol E&P S.a.r.l.	Subgrupo Repsol Renovables, S.A.	Petronor, S.A.
Activo no corriente	18.097	4.569	1.126
Activo corriente	2.095	943	1.721
Total Activo	20.192	5.522	2.847
Minoritarios		475	
Pasivo no corriente	11.287	1.968	76
Pasivo corriente	2.549	960	958
Total Pasivo	13.836	3.430	1.034
Resultado de explotación	1.459	89	291
Resultado antes de impuestos	1.256	56	310
Resultado del ejercicio	405	16	292

[7] Recursos financieros

7.1 Pasivos financieros

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

Pasivos financieros	Millones de euros	
	2023	2022
Pasivos financieros no corrientes:		
Pasivos financieros no corrientes	8.350	10.130
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	273	639
Pasivos financieros corrientes:		
Pasivos financieros corrientes	3.314	3.546
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽²⁾	172	718
TOTAL	12.109	15.033

⁽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 2023 y 2022, es el siguiente:

Detalle pasivos financieros	31 de diciembre de 2023 y 2022									
	A VR con cambio en resultados		A VR con cambios en Otro rtdo global		A coste amortizado		Total		Valor Razonable ⁽⁵⁾	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Millones de euros										
Bonos	—	—	—	—	4.807	5.924	4.807	5.924	4.525	5.362
Préstamos ⁽¹⁾	—	—	—	—	80	1.258	80	1.258	79	1.267
Pasivos por arrendamientos	—	—	—	—	2.455	2.404	2.455	2.404	n/a	n/a
Deudas con entidades de crédito	—	—	—	—	1.006	544	1.006	544	993	526
Derivados	40	332	235	307	—	—	275	639	—	—
No corrientes	40	332	235	307	8.348	10.130	8.623	10.769		
Bonos y ECP ⁽²⁾	—	—	—	—	1.142	1.892	1.142	1.892	1.120	1.885
Préstamos ⁽¹⁾	—	—	—	—	163	225	163	225	163	225
Pasivos por arrendamientos	—	—	—	—	516	519	516	519	n/a	n/a
Deudas con entidades de crédito	—	—	—	—	393	593	393	593	392	593
Derivados	276	872	57	163	—	—	333	1.035	—	—
Otros pasivos financieros ⁽³⁾	—	—	—	—	939	—	939	—	—	—
Corrientes	276	872	57	163	3.153	3.229	3.486	4.264		
TOTAL ⁽⁴⁾	316	1.204	292	470	11.501	13.359	12.109	15.033		

NOTA: En relación con la jerarquía de valor razonable de los pasivos financieros medidos a valor razonable véase el apartado 7.3 de esta Nota.

⁽¹⁾ Incluye aquellos préstamos concedidos por sociedades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación. En 2023, incluye la baja del préstamo otorgado por RRUUK en periodos anteriores (ver nota 3 siguiente).

⁽²⁾ Euro Commercial Paper (ECP).

⁽³⁾ Incluye fundamentalmente el pasivo financiero reconocido a favor de Sinopec por el acuerdo para resolver el procedimiento arbitral existente (ver Nota 15.2) y por el que Repsol ha adquirido a Sinopec su participación accionarial del 49% en RRUUK, pasando a controlar esta compañía (ver Nota 13).

⁽⁴⁾ En relación con el riesgo de liquidez, la distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2023 y 2022 se informa en la Nota 10.

⁽⁵⁾ Los niveles de valor razonable son: (i) Bonos (Nivel 1); (ii) Préstamos (Nivel 2); y (iii) Deudas con entidades de crédito (Nivel 2). Para más información en relación con las técnicas de valoración y las variables fundamentales utilizadas ver Nota 7.3.

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

Financiación media y coste	2023		2022	
	Saldo medio	Coste medio ⁽¹⁾	Saldo medio	Coste medio ⁽¹⁾
Millones de euros				
Bonos	6.537	1,94 %	8.267	1,53 %
Deudas con entidades de crédito	1.429	4,27 %	1.273	3,66 %
Préstamos y otros pasivos financieros	751	5,23 %	1.494	2,68 %
TOTAL	8.718	2,61 %	11.034	1,93 %

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.

7.2 Bonos

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2023²⁷:

Se ha recomprado y cancelado 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.

Se ha cancelado a su vencimiento el bono emitido por Repsol International Finance B.V. (RIF) el 25 de mayo de 2021 al amparo del Programa EMTN por importe nominal de 300 millones de euros y un cupón variable referenciado al Euribor 3 meses + 70 puntos básicos.

Detalle de bonos vivos a 31 de diciembre de 2023, todos ellos garantizados por Repsol, S.A.:

ISIN	Entidad emisora	Fecha de emisión	Moneda	Nominal (millones)	Tipo medio %	Vencimiento	Cotiza ⁽³⁾
XS1148073205 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	Dic-14	Euro	500	2,250%	Dic-26	LuxSE
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
XS2241090088 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	Oct-20	Euro	850	0,125%	Oct-24	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

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 2023 de 1.500 y 750 millones de euros, respectivamente (ver Nota 6.4).

⁽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.

⁽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 7.2.1 Transición energética y cambio climático del Informe de Gestión consolidado 2023 y el informe de verificación del CII (disponible en www.repsol.com).

En 2023, Repsol Europe Finance, S.à.r.l. (REF) mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP), garantizado por Repsol, S.A., por importe máximo de 3.000 millones de euros. Al amparo de este programa se han realizado diversas emisiones y cancelaciones a lo largo del periodo, siendo el nominal vivo a 31 de diciembre de 2023 de 246 millones de euros (1.532 millones de euros a 31 de diciembre de 2022) que fueron emitidos por REF al amparo del Programa que mantenía vigente a dicha fecha.

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). Para más información véase el apartado 4.3 del Informe de gestión consolidado 2023.

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,

²⁷ Principales emisiones, recompras o reembolsos del ejercicio 2022: (i) en mayo RIF canceló a su vencimiento el bono emitido por un nominal de 500 millones de euros y cupón fijo anual del 0,500%, (ii) entre los meses de mayo y junio se recompraron y cancelaron la totalidad de los bonos emitidos por Repsol Oil & Gas Canadá, Inc. (ROGCI) pendientes de vencimiento con un importe nominal total de 412 millones de dólares.

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 2023 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 6.4.

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 2023 y 2022 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.

7.3 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	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Millones de euros								
A VR con cambios en resultados	61	366	237	461	18	377	316	1.204
A VR con cambios en otro resultado global	5	1	1	73	286	396	292	470
TOTAL	66	367	238	534	304	773	608	1.674

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

Millones de euros	2023
Saldo al inicio del ejercicio	773
Ingresos y gastos reconocidos en la cuenta de pérdidas y ganancias	(359)
Ingresos y gastos reconocidos en patrimonio	(110)
Saldo al cierre del ejercicio	304

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

Durante los ejercicios 2023 y 2022 no se han producido traspasos entre niveles de jerarquía en los instrumentos financieros.

7.4 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 2023 el Banco Europeo de Inversiones (BEI) ha concedido un préstamo de 120 millones de euros, para apoyar la construcción y explotación de la planta de biocombustibles avanzados de Cartagena y otro de 575 millones de euros (no dispuesto a 31 de diciembre de 2023) para el despliegue y puesta en operación en España de parques eólicos y plantas

fotovoltaicas con una capacidad total de 1,1 GW. Adicionalmente, el Instituto de Crédito Oficial (ICO) ha concedido un préstamo por 300 millones de euros ligado a la transformación de nuestras instalaciones industriales.

En 2022 se cancelaron los préstamos (principal e intereses) vinculados a la financiación de la inversión en el proyecto GNL de Saint John LNG, S.L. en Canadá y los derivados financieros asociados, lo que supuso la baja de deudas con entidades de crédito por un importe de 586 millones de dólares.

7.5 Pasivos por arrendamientos

Los pasivos reconocidos²⁸ por las cuotas a pagar por arrendamientos ascienden a 2.971²⁹ y 2.923 millones de euros a 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente. Los principales contratos corresponden a contratos de transporte de gas en Norteamérica y a las estaciones de servicio del Grupo en España, Portugal y Perú, que se describen en la Nota 12.

[8] 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	
	2023	2022
Activos no corrientes:		
Activos financieros no corrientes	1.562	1.437
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	99	73
Activos corrientes:		
Otros activos financieros corrientes ⁽²⁾	4.491	3.058
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽³⁾	252	498
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.129	6.512
TOTAL	10.533	11.578

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

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

⁽³⁾ Registrados en el epígrafe "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" (ver Nota 17) en "Otros deudores" del balance de situación.

El detalle de los activos a 31 de diciembre de 2023 y 2022, 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	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Millones de euros								
Instrumentos de patrimonio ⁽¹⁾	26	26	47	56	—	—	73	82
Derivados	39	59	69	18	—	—	108	77
Préstamos	—	—	—	—	752	965	752	965
Depósitos a plazo	—	—	—	—	177	355	177	355
Otros activos financieros ⁽²⁾	29	22	—	—	522	9	551	31
No corrientes	94	107	116	74	1.451	1.329	1.661	1.510
Derivados	116	845	197	149	—	—	313	994
Préstamos	—	—	—	—	127	67	127	67
Depósitos a plazo	—	—	—	—	3.882	2.480	3.882	2.480
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes ⁽³⁾	4	4	—	—	4.125	6.508	4.129	6.512
Otros activos financieros ⁽²⁾	1	1	—	—	420	14	421	15
Corrientes	121	850	197	149	8.554	9.069	8.872	10.068
TOTAL ⁽⁴⁾	215	957	313	223	10.005	10.398	10.533	11.578

NOTA: En relación con la jerarquía de valor razonable de los activos financieros medidos a valor razonable véase el apartado 8.2 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 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 y del 49% de una cartera de activos renovables en España a Pontegadea.

²⁸ 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 2024-2044 y cuyas cuotas estimadas futuras sin descontar ascenderían a 287 millones de euros siendo las más significativas las dos prórrogas quinquenales del contrato de arrendamiento de un buque por importe de 240 millones de euros (estos importes no contemplan las prórrogas opcionales de los contratos de escasa probabilidad de ejecución y en concreto la de los contratos descritos en la Nota 12 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 10 millones de euros en 2025 y siguientes.

²⁹ Un 7% corresponden a contratos cuyo vencimiento es superior a 15 años tanto en 2023 como en 2022.

- ⁽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 cambios en su valor es poco significativo. Incluye "Caja y bancos" por 2.743 millones de euros y "Otros activos financieros" por 1.386 millones de euros.
- ⁽⁴⁾ No incluye "Otros activos no corrientes" y "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" del balance de situación, que ascienden a 31 de diciembre de 2023 a 1.044 millones de euros a largo plazo y 7.722 millones de euros a corto plazo, mientras que a 31 de diciembre de 2022 ascenderían a 766 millones de euros a largo plazo y 8.529 millones de euros 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 media³⁰ devengada de los activos financieros (excluyendo el "Efectivo y otros activos líquidos equivalentes") asciende a un interés medio de 5,22% y 3,50% en 2023 y 2022, respectivamente.

8.1 Préstamos

En 2023 y 2022, 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 13) por importe de 879 y 1.032 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 la empresa mixta 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. La disposición de la línea de financiación queda sujeta al cumplimiento por Petroquiriquire, S.A. y PDVSA, de determinadas condiciones suspensivas (*conditions precedent*) y sus términos recogen los *covenants*, así como los supuestos de incumplimiento y de aceleración o terminación anticipada habituales en este tipo de transacciones. 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 2023, la disposición acumulada (sin intereses) de dicha línea de crédito asciende a 800 millones de dólares, siendo el saldo a 31 de diciembre de 2023 de 377 millones de euros (943 millones de euros de saldo bruto y una provisión de 566 millones de euros) y a 31 de diciembre de 2022 de 347 millones de euros (ver Nota 20.3). En 2023 Repsol y PDVSA han firmado un nuevo 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 20.3).

En 2023 se ha cancelado el préstamo concedido a Cardón IV por los socios (ENI y Repsol).

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

Vencimiento de préstamos	Millones de euros	
	2023	2022
2023	—	67
2024	127	112
2025	294	200
2026	166	293
2027	1	2
Años posteriores	291	358
TOTAL	879	1.032

³⁰ 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, activos por arrendamientos, ni derivados.

8.2 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	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Millones de euros								
A VR con cambios en resultados	33	256	121	647	61	54	215	957
A VR con cambios en otro resultado global	129	83	136	28	48	112	313	223
TOTAL	162	339	257	675	109	166	528	1.180

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

Millones de euros	2023
Saldo al inicio del ejercicio	166
Ingresos y gastos reconocidos en la cuenta de pérdidas y ganancias	6
Ingresos y gastos reconocidos en patrimonio	(63)
Reclasificaciones y otros	—
Saldo al cierre del ejercicio	109

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 2023 y 2022 no se han producido traspasos entre niveles de jerarquía en los instrumentos financieros.

[9] Operaciones con derivados y coberturas

9.1 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 afectan a la cuenta de pérdidas y ganancias o, en el caso de cobertura de una transacción que termine en el reconocimiento de un activo o un pasivo no financiero, se incluyen en el coste del activo o pasivo cuando el mismo es reconocido en el balance. Las coberturas de inversión neta se contabilizan de forma similar a las coberturas de flujos de efectivo, si bien los cambios en la valoración de estas operaciones se contabilizan en el epígrafe "Diferencias de conversión" en el patrimonio neto hasta que se produzca su enajenación o disposición de la operación en el extranjero objeto de la cobertura, momento en el que se transfieren a la cuenta de pérdidas y ganancias.

El Grupo mantiene instrumentos para cubrir la exposición a las variaciones en el tipo de cambio derivada de los activos netos de negocios en el extranjero. Destacan los instrumentos financieros designados como cobertura de inversión neta respecto a determinados activos en dólares en el segmento Exploración y Producción, cuyo nocional a 31 de diciembre asciende a 791 millones de dólares (716 millones de euros). En 2022 el nocional ascendía a 2.598 millones de dólares (2.434 millones de euros). La variación del ejercicio 2023 frente a la de 2022 se explica por las desinversiones de negocios en el extranjero realizadas en el ejercicio.

Adicionalmente, 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 2023 las siguientes:

- Cobertura de tipos de interés en instrumentos de deuda³¹. Se cubren flujos de efectivo mediante permutas financieras de tipo de interés, destacando las permutas contratadas en 2014 por un nocional de 1.500 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).
- 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 2024 y 2027. A 31 de diciembre de 2023, su nocional ascendía a -304 TBtu vendidos (equivalente a -1.208 millones de euros) y su valor razonable a 223 millones de euros (59 millones de euros a 31 de diciembre 2022).

³¹ En 2023 se ha cancelado a su vencimiento la permuta asociada a la cobertura de tipo de interés del bono emitido por RIF en mayo de 2021 por un nocional de 300 millones de euro (ver Nota 7.2) sin impacto significativo en la cuenta de pérdidas y ganancias.

- 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)³². A 31 de diciembre de 2023, su notional neto asciende a 47 millones de MWh vendidos, equivalentes a -874 millones de euros (31 millones de MWh vendidos, equivalentes a -663 millones de euros en diciembre 2022) y su valor razonable a -277 millones de euros (-317 millones de euros en 2022).

A continuación se detalla el desglose de los instrumentos designados como cobertura contable a 31 de diciembre de 2023 y 2022:

Instrumentos de cobertura	Nominales instrumentos de cobertura ⁽²⁾		Saldos en el balance de situación de los instrumentos de cobertura								Cambios en el VR del instrumento de cobertura ⁽³⁾			
			Activo no corriente		Activo corriente		Pasivo no corriente		Pasivo corriente				Total VR	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022		
Millones de euros														
Flujos de Efectivo:	(1.909)	(626)	69	18	178	132	(235)	(307)	(57)	(90)	(45)	(247)	215	(355)
De tipo de interés	173	326	9	4	—	7	(1)	—	—	—	8	11	(8)	7
De precio de producto	(2.082)	(952)	60	14	178	125	(234)	(307)	(57)	(90)	(53)	(258)	223	(362)
Inversión Neta:	(716)	(2.434)	—	—	19	17	—	—	—	(73)	19	(56)	75	23
De tipo de cambio	(716)	(2.434)	—	—	19	17	—	—	—	(73)	19	(56)	75	23
TOTAL ⁽¹⁾	(2.625)	(3.060)	69	18	197	149	(235)	(307)	(57)	(163)	(26)	(303)	290	(332)

⁽¹⁾ Los métodos de valoración del valor razonable (VR) se describen en la Nota 7.3.

⁽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 2023 y 2022 los cambios en el VR en los elementos cubiertos coincide en general con los de los instrumentos de cobertura no habiéndose registrado importes significativos por falta de efectividad.

A continuación se detalla el movimiento correspondiente a los instrumentos de cobertura contable a 31 de diciembre de 2023 y 2022 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	
	2023	2022	2023	2022
Millones de euros				
Saldo inicial a 31 de diciembre	(144)	(254)	51	(177)
Ganancias/(Pérdidas) por valoración imputadas a Otro resultado global	400	(8)	(490)	(227)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias ⁽¹⁾	(160)	48	154	44
Diferencias de conversión	(1)	—	(1)	—
Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	1	—	11	—
Efecto impositivo	(59)	(8)	78	57
Intereses minoritarios	(37)	—	53	—
Otros ⁽²⁾	40	159	—	49
Saldo final a 31 de diciembre	40	(63)	(144)	(254)

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

⁽²⁾ 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 2023 y 2022 son:

Saldos acumulados de instrumentos de cobertura	Reserva cobertura de flujos efectivo y Reservas de conversión	
	2023	2022
Millones de euros		
Cobertura de flujos de efectivo:	40	(144)
- De tipo de interés	(23)	(39)
- De precio de producto	49	(173)
- Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	9	7
- Efecto fiscal	5	61
Cobertura de inversión neta:	(63)	(254)
- De tipo de cambio	(102)	(365)
- Efecto fiscal	39	111

³² Estos contratos tienen vencimientos entre 2024 y 2040 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 21,8 y 43,5 €/Mwh, en función del plazo, la tecnología, fecha de ejecución y el área geográfica.

9.2 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	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Millones de euros										
De tipo de cambio	—	—	42	159	—	—	(143)	(239)	(101)	(80)
De tipo de interés	—	—	—	—	—	—	—	(4)	—	(4)
De precio de producto	39	59	74	371	(40)	(332)	(115)	(629)	(42)	(530)
Derivados sobre acciones propias	—	—	—	314	—	—	(18)	—	(18)	314
TOTAL	39	59	116	844	(40)	(332)	(276)	(872)	(161)	(300)

El detalle de estos derivados por vencimiento a 31 de diciembre de 2023 y 2022 es el siguiente:

Vencimiento valores razonables	Millones de euros											
	2023					2022						
	2024	2025	2026	2027	Sig.	Total	2023	2024	2025	2026	Sig.	Total
De tipo de cambio y de interés	(101)	—	—	—	—	(101)	(84)	—	—	—	—	(84)
De precio de producto:	(41)	(3)	6	—	(4)	(42)	(291)	(120)	(117)	—	(2)	(530)
Futuros de compra ⁽¹⁾	(174)	(44)	(26)	(12)	(10)	(266)	126	22	1	—	—	149
Futuros de venta ⁽²⁾	198	43	29	11	5	286	(256)	(28)	(3)	—	—	(287)
Opciones	(1)	—	—	—	—	(1)	2	—	—	—	—	2
Swaps	(31)	1	2	1	2	(25)	7	(3)	2	1	—	7
Otros	(33)	(3)	1	—	(1)	(36)	(170)	(111)	(117)	(1)	(2)	(401)
Derivados sobre acciones propias	(18)	—	—	—	—	(18)	314	—	—	—	—	314
TOTAL	(160)	(3)	6	—	(4)	(161)	(61)	(120)	(117)	—	(2)	(300)

⁽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)	
	2023		2022	
EUAs/UKAs CO ₂ (miles toneladas)		14.111		(156)
Crudo (miles de barriles)		32.472		(64)
Gas (TBTU)		50		1
Electricidad (miles de MWh)		4.996		(39)
Productos		n.a.		(8)
Total				(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)	
	2023		2022	
EUAs/UKAs CO ₂ (miles toneladas)		14.187		146
Crudo (Miles de barriles)		34.910		72
Gas (TBTU)		182		14
Electricidad (Miles de MWh)		1.069		26
Productos		n.a.		28
Total				286

En 2023 y 2022, el impacto de la valoración de los derivados de producto y de precio de CO₂ en el “*Resultado de las operaciones*” ha sido de 197 millones de euros de ingreso y -1.090 millones de euros de gasto, respectivamente.

Durante 2023 y 2022 se ha llevado a cabo la contratación de *forwards* y *swaps* de divisa a corto plazo que han generado un resultado financiero negativo de -141 y positivo de 603 millones de euros, respectivamente, reconocidos en el epígrafe “*Variación de valor razonable en instrumentos financieros*” del resultado financiero (ver Nota 21).

Derivados sobre acciones propias³³

En 2023, el Grupo ha mantenido contratadas opciones sobre acciones de Repsol por un volumen total de 75 millones de acciones (50 millones por adquisición de opciones de compra a un precio de ejercicio de 8,22 euros por acción y 25 millones por venta de opciones de venta a un precio de ejercicio de 5,75 euros por acción). Estas opciones (conjuntamente denominadas “*Reverse collar*”) se valoran a valor razonable con cambios en la cuenta de pérdidas y ganancias. El tramo call se ha liquidado por entrega física (a decisión de Repsol), mientras que el tramo put no se ha llegado a ejercer. El impacto en la cuenta de pérdidas y ganancias en el ejercicio ha ascendido a 13 millones de euros, habiendo sido registrado en el epígrafe “*Variación a valor razonable de instrumentos financieros*”.

En 2023 se han contratado *equity swaps* por un volumen de 35 millones de acciones a un precio de contratación de 13,76 euros por acción, manteniendo vivos a 31 de diciembre de 2023 un total de 25 millones de acciones con vencimiento contractual febrero y junio 2024 y precio contratación 13,96 euros por acción. Repsol tiene la opción de liquidarlos por entrega física o por diferencias. Adicionalmente, se han cancelado *equity swaps* por un volumen de 10 millones de acciones a un precio de cancelación de 13,98 euros por acción. Estos instrumentos se valoran a valor razonable con cambios en el epígrafe de “*Variación a valor razonable de instrumentos financieros*” de la cuenta de pérdidas y ganancias y su impacto en 2023 ha ascendido a una pérdida de 6 millones de euros.

Otros

Repsol (a través de su filial Repsol Renewables North America, Inc.) tiene una opción de compra sobre el 60% del capital que todavía no posee de la entidad asociada Hecate Energy Group, LLC (compañía que desarrolla proyectos de energía renovable en EE.UU.). Adicionalmente, Repsol ha otorgado una opción de venta al socio titular de ese 60% (Hecate Holdings LLC). Ambas opciones, sujeto al cumplimiento de las condiciones previstas en el acuerdo suscrito en junio de 2021, podrían ejercitarse en 2024 y tienen como precio de ejercicio el valor de mercado en esa fecha, por tanto sin impacto en los estados financieros al cierre del ejercicio.

[10] 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.

10.1 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 a 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.

³³ A 31 de diciembre de 2022, el Grupo tenía contratadas opciones sobre acciones de Repsol por un volumen total de 75 millones de acciones (50 millones por adquisición de opciones de compra y 25 millones por venta de opciones de venta). Las principales características de estas opciones se describen en la Nota 9.2 de las Cuentas Anuales consolidadas de 2022.

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 depreciado en 2023 como consecuencia, principalmente, del endurecimiento de las políticas del Banco Central Europeo y la atenuación de algunos riesgos para Europa. Para más información véase el apartado 3.1. del Informe de gestión consolidado 2023.

El tipo de cambio respecto del euro a 31 de diciembre de 2023 y 2022, ha sido:

Tipo de cambio €/€	31 diciembre 2023		31 diciembre 2022	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,11	1,08	1,07	1,05

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 9.

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo a 31 de diciembre de 2023, por apreciaciones o depreciaciones del euro frente al dólar, se detalla a continuación:

Sensibilidad tipo de cambio	Apreciación (+) / depreciación (-) en el tipo de cambio	Millones de euros	
		2023	2022
Efecto en el resultado después de impuestos	10% (10)%	17 (20)	(0,4) 0,4
Efecto en el Patrimonio Neto	10% (10)%	(76) 62	(110) 90

Riesgo de tipo de interés

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.

En respuesta al aumento de la inflación, los bancos centrales han decidido endurecer su política monetaria y por tanto subir los tipos de interés. Así, la Reserva Federal de EE.UU., que inició el ciclo restrictivo en marzo 2022 ha elevado los tipos hasta el 5,25% al final del ejercicio 2023. El Banco Central Europeo abandonó las tasas negativas en julio de 2022 y el tipo marginal de depósito ha acabado el ejercicio en un 4%. Para más información véase el apartado 3. del Informe de gestión consolidado del 2023.

El endeudamiento de Repsol proviene de aquellos instrumentos financieros más competitivos en cada momento, tanto de mercados de capitales como bancarios, y de acuerdo a 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 9).

A 31 de diciembre de 2023 la financiación (deuda bruta) a tipo fijo ascendía a 6.236 y (6.814 millones de euros en 2022). Este importe supone el 72% (66% en 2022), 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 81% del total, y su remuneración media se informa en la Nota 8.

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo a 31 de diciembre de 2023, 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	
		2023	2022
Efecto en el resultado después de impuestos	50 p.b.	23	13
	-50 p.b.	(23)	(12)
Efecto en el Patrimonio Neto	50 p.b.	4	1
	-50 p.b.	(4)	(1)

En relación con el proceso de transición a nuevos tipos de interés de referencia en diferentes jurisdicciones a nivel mundial, el Grupo ha realizado una revisión de los contratos alcanzados de acuerdo al calendario previsto para la reforma, afectando principalmente a préstamos y líneas de crédito. Los nuevos contratos incorporan la referencia a tasas sustitutivas libres de riesgo ("*risk free rates*") y, en todo caso, se incluyen cláusulas específicas que regulan los supuestos de cese permanente. Se ha finalizado la transición de todos los contratos que estuvieran referenciados a (i) GBP Libor a la nueva tasa correspondiente (SONIA), cuya fecha de cese fue el 31 de diciembre de 2022; y (ii) USD Libor a la nueva tasa correspondiente (SOFR), cuya fecha de cese fue el 30 de junio de 2023. Esta reforma no ha supuesto un cambio en la política de gestión del riesgo financiero de tipo de interés del Grupo.

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 9).

A 31 de diciembre de 2023 un aumento o disminución del 10% en los precios de los *commodities* (principalmente crudo, productos petroquímicos, gas natural y electricidad) hubiera supuesto aproximadamente las siguientes variaciones en el resultado neto y en el patrimonio por los cambios de valor sobre los derivados financieros:

Sensibilidad <i>commodities</i>	Aumento (+) / disminución (-) en los precios de <i>commodities</i>	Millones de euros	
		2023	2022
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	19	(74)
	(10)%	(19)	74
Efecto en el Patrimonio Neto	+10%	(213)	(136)
	(10)%	215	136

NOTA: Una variación del +/-50% en los precios de los *commodities* supondría un impacto estimado de 92 y -92 millones de euros, respectivamente en el resultado neto y de -1.077 y 1.117 millones de euros, respectivamente en el patrimonio.

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 2023.

10.2 Riesgo de liquidez ³⁴

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 2023 recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas suficientes para cubrir en 3,3 veces los vencimientos de su deuda a corto plazo.

La liquidez al fin del periodo se ha situado en 10.626 millones de euros (incluyendo líneas de crédito comprometidas no dispuestas), con el siguiente detalle:

	Millones de euros	
	2023	2022
Caja y bancos	2.744	2.676
Otros activos líquidos equivalentes	1.385	3.836
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.129	6.512
Depósitos a plazo de disponibilidad inmediata ⁽¹⁾	3.878	2.389
Líneas de crédito comprometidas no dispuestas	2.619	2.674
Liquidez	10.626	11.575

⁽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, lleva a cabo contratos de *confirming* con distintos intermediarios financieros en los que no se aplaza el pago de las cuentas a pagar a terceros y, por tanto, ni suponen su baja contable ni el cambio de consideración como deuda comercial (al cierre del ejercicio, 122 millones de euros del epígrafe "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar" se han visto impactados por este instrumento). 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".

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, garantizando 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 2023 y 2022:

Vencimiento pasivos financieros	Millones de euros							Millones de euros						
	2023							2022						
	2024	2025	2026	2027	2028	Sig.	Total	2023	2024	2025	2026	2027	Sig.	Total
Bonos y obligaciones ⁽¹⁾	1.146	1.477	499	748	—	2.081	5.951	1.891	848	1.748	499	747	2.082	7.815
Préstamos, deudas con entidades de crédito y otros ⁽¹⁾	1.584	211	74	102	103	599	2.673	819	980	194	65	45	518	2.621
Cuotas por arrendamiento ⁽¹⁾	576	510	430	405	377	1.595	3.894	571	459	401	360	339	1.751	3.881
Derivados ⁽²⁾	161	—	—	—	—	1	162	184	—	—	—	—	—	184
Proveedores	4.896	—	—	—	—	—	4.896	5.036	—	—	—	—	—	5.036
Otros acreedores	5.059	—	—	—	—	—	5.059	5.657	—	—	—	—	—	5.657

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

³⁴ Para información sobre las definiciones de los ratios de Liquidez y Solvencia y sus conciliaciones con las Medidas Alternativas de Rendimiento, véase el Anexo II del Informe de gestión consolidado 2023. Para información sobre la calificación crediticia véase el apartado 4.3 del Informe de Gestión consolidado 2023 y www.repsol.com.

10.3 Riesgo de crédito³⁵

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 a 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 a 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 toda 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 ha actualizado su modelo de gestión de riesgo de crédito con las previsiones económicas en los principales países donde opera, sin que 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 relativos a las operaciones en Venezuela, véase la Nota 20.3.

La exposición al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por tipo de instrumento financiero, junto con el deterioro registrado a 31 de diciembre de 2023 para cada uno de ellos, se desglosa a continuación:

Riesgo de crédito	Saldo Bruto	Deterioro promedio	Deterioro	Saldo Neto 31/12/2023	Saldo Neto 31/12/2022
Activos financieros corrientes y Efectivo ⁽¹⁾	8.621	—	(1)	8.620	9.570
Activos financieros no corrientes	4.160	62 %	(2.598) ⁽²⁾	1.562	1.437
Otros activos corrientes y no corrientes	2.637	49 %	(1.283) ⁽²⁾	1.354	1.103
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	8.380	5 %	(406) ⁽²⁾	7.974	9.027

⁽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 2023 registrados en "Activos financieros no corrientes" corresponden principalmente a situaciones pendientes de litigios y procesos concursales (1.776 millones de euros) y a préstamos y líneas de crédito otorgadas a los negocios conjuntos en Venezuela (566 millones de euros). Los deterioros existentes a 31 de diciembre de 2023 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 19.4 y 20.3).

³⁵ 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 13).

Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

Las deudas comerciales se reflejan en el balance de situación a 31 de diciembre de 2023 y 2022 netas de deterioro, por un importe de 7.974 y 9.027 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	2023			2022
	Deuda	Deterioro	Saldo	Saldo
<i>Millones de euros</i>				
Deuda no vencida	7.637	(87)	7.550	8.781
Deuda vencida 0-30 días	236	(3)	233	158
Deuda vencida 31-180 días	64	(4)	60	54
Deuda vencida mayor a 180 días	443	(312)	131	34
TOTAL	8.380	(406)	7.974	9.027

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito sobre las deudas comerciales, 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 3,67%. 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 13).

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 4.193 millones de euros a 31 de diciembre de 2023 y de 3.788 millones de euros en 2022. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2023 y 31 de diciembre de 2022 ascienden a 1.332 y 1.169 millones de euros, respectivamente.

ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES

[11] Inmovilizado intangible

La distribución entre segmentos de negocio de los activos del inmovilizado intangible a 31 de diciembre de 2023 y 2022 es:

Millones de euros	Coste Bruto		Amortización y deterioro acumulado		Coste Neto	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Exploración y Producción	2.196	4.504	(1.795)	(3.744)	401	760
Industrial	506	455	(274)	(242)	232	213
Cliente	1.438	1.310	(715)	(655)	723	655
GBC	994	234	(30)	(24)	964	210
Corporación	495	460	(338)	(322)	157	138
TOTAL	5.629	6.963	(3.152)	(4.987)	2.477	1.976

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 2023 y 2022 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.	Aplicaciones informáticas	Otros	Aplicaciones informáticas y otros		
Coste bruto	2.911	1.694	268	118	332	694	486	460	4.052	6.963
Amortización y deterioro	(2.140)	(1.441)	(199)	(85)	(193)	(414)	(193)	(322)	(2.847)	(4.987)
Coste neto 31/12/22	771	253	69	33	139	280	293	138	1.205	1.976
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

Fondo de comercio

En 2023, se han reconocido fondos de comercio generados en la adquisición de Asterion Energies (ver apartado al final de esta Nota) y del 49% de RRUK (ver apartado específico en la Nota 13), 59 millones de euros y 36 millones de euros, respectivamente. También en 2023, tras la venta de los negocios de E&P en Canadá y la liquidación y disolución de ROGCI (ver Nota 19.7), se ha dado 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 20.2 se incorpora información adicional de los deterioros del periodo, así como del efecto de 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 2023 es el siguiente:

Fondo de comercio	Millones de euros
	2023
Exploración y Producción ⁽¹⁾	56
Cliente ⁽²⁾	385
Repsol Gas Portugal, S.A.	106
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	105
Repsol Portuguesa, S.A.	86
Repsol Comercializadora de Electricidad y Gas, S.L.U.	49
Otras compañías	39
GBC	59
LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	59
TOTAL 2023 ⁽³⁾⁽⁴⁾	500
TOTAL 2022	771

⁽¹⁾ Corresponde fundamentalmente a Noruega y Reino Unido.

⁽²⁾ Corresponde a un total de 9 UGE (en otras compañías incluye una UGE del segmento Industrial).

⁽³⁾ Del total, 500 y 402 millones de euros en 2023 y 2022 corresponden a sociedades cuya actividad principal se desarrolla en Europa.

⁽⁴⁾ Incluye pérdidas de valor acumuladas por importe de 302 y 2.140 millones de euros en 2023 y 2022, respectivamente.

Otro inmovilizado intangible

El movimiento del coste bruto de "Otros activos intangibles" durante los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente:

Millones de euros	Exploración y Producción			Industrial, Cliente y GBC			Corporación	Total
	Permisos de exploración	Aplicaciones informáticas	Otros	EE.S.	Aplicaciones informáticas	Otros	Aplicaciones informáticas y otros	
Saldo a 1 enero 2022	2.174	237	292	312	610	399	402	4.426
Inversiones ⁽¹⁾	34	9	4	22	64	53	69	255
Retiros o bajas	(40)	(5)	—	(13)	(13)	—	(3)	(74)
Diferencias de conversión	142	12	21	7	6	3	—	191
Variación del perímetro de consolidación	—	—	—	—	(1)	56	—	55
Reclasificaciones y otros ⁽²⁾	(616)	15	(199)	4	28	(25)	(8)	(801)
Saldo a 31 diciembre 2022	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

⁽¹⁾ Las inversiones en 2023 y 2022 proceden de la adquisición directa de activos.

⁽²⁾ En 2022 "Permisos de exploración" refleja la reclasificación a "Inversiones en zonas con reservas" del Inmovilizado material de la inversión en los activos exploratorios de Pikka (Alaska) y Leon y Castile (Golfo de México), tras la decisión final de inversión.

En 2023, 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 y evolución hacia una compañía *Data driven*-) y en E&P a permisos exploratorios adquiridos en EE.UU., México e Indonesia y para actividades de geotermia en España.

En 2023, los principales movimientos por "Variaciones del perímetro de consolidación" se corresponden con los derechos por permisos, licencias y concesiones adquiridos en la combinación de negocio de Asterion Energies (565 millones de euros).

El movimiento de la amortización y las pérdidas de valor acumuladas durante los ejercicios 2023 y 2022 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. ⁽³⁾	Aplicaciones informáticas ⁽²⁾	Otros	Aplicaciones informáticas y otros ⁽²⁾	
Saldo a 1 enero 2022	(1.191)	(175)	(80)	(175)	(346)	(138)	(314)	(2.419)
Amortizaciones	(38)	(19)	—	(29)	(78)	(51)	(8)	(223)
Retiros o bajas	40	5	—	12	12	—	—	69
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(192)	—	—	—	—	(2)	—	(194)
Diferencias de conversión	(66)	(10)	(5)	(3)	(3)	(2)	—	(89)
Variación del perímetro de consolidación	—	—	—	1	1	—	—	2
Reclasificaciones y otros	6	—	—	1	—	—	—	7
Saldo a 31 diciembre 2022	(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)

⁽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 4.4).

⁽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 las EE.S se amortizan linealmente en el período 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 período de vinculación de cada contrato (en España la duración media es entre 1 y 3 años).

El importe acumulado por deterioro a 31 de diciembre de 2023 y 2022, asciende a 651 y 645 millones de euros, respectivamente.

Adquisición de Asterion Energies

El 20 de febrero de 2023 se ha adquirido el 100% de las acciones de Asterion Energies S.L. (matriz del grupo Asterion Energies) al fondo de infraestructuras europeo Asterion Industrial Intra Fund I FCR (AIF), plataforma creada por AIF en 2019 para el desarrollo de proyectos solares (fotovoltaica terrestre y en tejado residencial e industrial) y eólicos (*on-shore*) ubicados en principalmente en España, Francia e Italia.

Considerando los ajustes posteriores al cierre, habituales en este tipo de transacciones, el valor actualizado del precio de compra se estima en 544 millones de euros en efectivo. A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales consolidadas, Repsol Renovables, S.A. y AIF todavía no han alcanzado un acuerdo sobre el importe de dichos ajustes.

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 de generación eléctrica (Inmovilizado intangible e Inmovilizado material) se ha calculado siguiendo un enfoque de ingresos ("*Income approach*", descuento de flujos de caja considerando la situación de los proyectos y su probabilidad de éxito). Los activos adquiridos se componen de una cartera de proyectos renovables en operación y, principalmente, en desarrollo de 7,7 GW, localizados en su mayor parte en España e Italia. Los activos y pasivos adquiridos se han reflejado en el balance por un valor neto de 485 millones de euros.
- 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, incluyendo los impuestos diferidos que surgen por las diferencias entre el valor razonable de los activos adquiridos y su valor fiscal. El valor del fondo de comercio se justifica por la propia valoración de los negocios adquiridos, *know-how* del equipo de desarrollo y por la cartera de proyectos no identificados y que no cumplen con la definición de activo de acuerdo con la norma contable. El fondo de comercio asciende a 59 millones de euros.

Repsol ha solicitado un informe de valoración independiente para la revisión de la asignación del precio de adquisición de esta combinación de negocios a los activos adquiridos y a los pasivos asumidos en función de su valor razonable. La conclusión de este informe ha sido considerada en la valoración de los activos y pasivos adquiridos.

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

	Millones de euros
	Valor razonable
Inmovilizado intangible	565
Inmovilizado material	161
Activos por impuesto diferido	5
Otros activos no corrientes	9
Otros activos corrientes	26
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	24
Total activos	790
Provisiones corrientes y no corrientes	1
Deuda financiera corriente y no corriente	106
Pasivos por impuestos diferido	144
Otros pasivos corrientes	54
Total pasivos	305
ACTIVOS NETOS ADQUIRIDOS	485
PRECIO NETO DE ADQUISICIÓN	544
FONDO DE COMERCIO	59

En el periodo y desde la fecha de adquisición, los negocios adquiridos han generado unos ingresos de explotación de 6 millones de euros, con un resultado neto de -1 millón de euros.

Los gastos por la transacción incurridos en el periodo ascienden a 2 millones de euros y han sido registrados en el epígrafe "*Otros gastos de explotación*" de la cuenta de pérdidas y ganancias.

[12] Inmovilizado material

La distribución entre segmentos de negocio de los activos del inmovilizado material a 31 de diciembre de 2023 y 2022 es la siguiente:

Millones de euros	Coste Bruto		Amortización y deterioro acumulado		Coste Neto	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Exploración y Producción	29.294	29.367	(16.992)	(17.998)	12.302	11.369
Industrial	23.225	22.402	(15.804)	(15.595)	7.421	6.807
Cliente	5.998	5.784	(3.832)	(3.656)	2.166	2.128
GBC	3.209	1.756	(154)	(51)	3.055	1.705
Corporación	953	1.043	(511)	(582)	442	461
TOTAL	62.679	60.352	(37.293)	(37.882)	25.386	22.470

Las principales categorías de activos materiales a 31 de diciembre de 2023 y 2022 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	26.314	1.953	1.099	2.233	23.407	2.011	2.292	1.043	60.352
Amortización y deterioro	(16.020)	(1.601)	(376)	(1.035)	(17.067)	(1.200)	—	(583)	(37.882)
Coste neto 31/12/22	10.294	352	723	1.198	6.340	811	2.292	460	22.470
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

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 Colombia, 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 las consecuentes interrupciones en el negocio que éstas conllevan en la mayoría de las operaciones. 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 2023 y 2022 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 2022	24.428	2.313	897	2.151	22.775	1.728	1.212	1.025	56.529
Inversiones	1.587	144	150	—	7	6	1.605	21	3.520
Retiros o bajas	(2.305)	(53)	(9)	(8)	(206)	(69)	(13)	(4)	(2.667)
Diferencias de conversión	1.354	140	47	14	180	38	4	—	1.777
Variación del perímetro de consolidación	—	—	—	4	—	(45)	68	—	27
Reclasificaciones y otros ⁽¹⁾	1.250	(591)	14	72	651	353	(584)	1	1.166
Saldo a 31 diciembre 2022	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

⁽¹⁾ En 2023 y 2022 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. 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 2022 E&P "Inversiones en zonas con reservas" incluía reclasificaciones desde "Permisos de exploración" (tras la decisión final de inversión de los activos exploratorios en Alaska y en Castile y Leon en el Golfo de México) y desde "Otro inmovilizado" del inmovilizado intangible (de inversión en los activos de gas de la compañía gasista estadounidense Rockdale Marcellus).

En 2023 las "Inversiones" en inmovilizado material (4.035 millones de euros), se corresponden principalmente con:

- En el segmento E&P, activos en EE.UU. (destacan los nuevos pozos productivos en EagleFord y Marcellus y el desarrollo de los activos ubicados en Golfo de México y Alaska).
- En el negocio Industrial, mantenimiento y mejora de los complejos industriales, así como inversión en grandes proyectos de descarbonización (planta de biocombustibles en Cartagena, ampliación del complejo químico de Sines en Portugal y electrolizadores para el consumo de hidrógeno de las refinerías).
- En el negocio de GBC, los desarrollos de proyectos renovables en EE.UU. (destacan los proyectos solares de Frye y Outpost) y en España (Delta 2, Sigma y Pi).

Las inversiones de 2023 se han incrementado respecto a las de 2022 (3.520 millones de euros), principalmente por el impulso al desarrollo de proyectos renovables, en línea con los objetivos de incremento de capacidad instalada renovable marcados en el Plan Estratégico.

En 2023 "Variaciones del perímetro de consolidación" incluye fundamentalmente, en E&P, el alta de inmovilizado material de Repsol Resources UK, tras haber adquirido a Sinopec su participación del 49%, con lo que Repsol se ha convertido en el propietario del 100% de la compañía (ver Nota 13), y la baja por la desinversión de Repsol en Canadá (ver Nota 19.7). En GBC incluye principalmente el alta del inmovilizado adquirido en la combinación de negocios de Asterion Energies (ver Nota 11).

El movimiento de la amortización y los deterioros de valor durante los ejercicios 2023 y 2022 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 2022	(16.115)	(1.556)	(325)	(963)	(14.176)	(1.114)	—	(554)	(34.803)
Amortizaciones	(939)	(90)	(36)	(60)	(864)	(134)	—	(28)	(2.151)
Retiros o bajas (Dotación)/Reversión pérdidas de valor	1.711	53	7	8	198	76	—	2	2.055
Diferencias de conversión	353	(23)	(7)	—	(2.134)	(1)	—	(3)	(1.815)
Variación del perímetro de consolidación	(937)	(87)	(17)	(16)	(91)	(19)	—	—	(1.167)
Reclasificaciones y otros	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Reclasificaciones y otros	(93)	102	2	(4)	—	(8)	—	—	(1)
Saldo a 31 diciembre 2022	(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 (Dotación)/Reversión pérdidas de valor	1.048	7	90	12	205	20	—	93	1.475
Diferencias de conversión	(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)

El coste neto, pendiente de amortización, de los activos amortizables asciende a 31 de diciembre de 2023 a 20.310 millones de euros. Los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, a 585 y 4.491 millones de euros a 31 de diciembre de 2023, respectivamente, y 584 y 2.753 millones de euros a 31 de diciembre de 2022, respectivamente.

Con carácter general, los elementos del inmovilizado se amortizan linealmente en función de su vida útil estimada (véase la Nota 4.4 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:

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 2023, la mayor amortización se explica principalmente por el segmento de E&P como consecuencia de la mayor inversión y producción de los activos en EE.UU. (Marcellus e Eagle Ford), en Noruega (mayor actividad del campo YME) y Reino Unido (incorporación de Repsol Resources, UK Ltd.), compensada parcialmente por la menor amortización de las refinerías del Grupo tras los deterioros reconocidos en 2022.

En 2023, no se ha tenido que modificar la vida útil estimada de las plantas industriales³⁶ y comerciales del Grupo como consecuencia del impacto previsto por la transición energética en la demanda de nuestros productos (ver Nota 4.5.2).

El epígrafe "Inmovilizado material" incluye elementos totalmente amortizados por importe de 10.857 y 10.453 millones de euros a 31 de diciembre de 2023 y 2022 respectivamente.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el importe de los deterioros de activos ascendía a 5.922 y 7.014 millones de euros, respectivamente, correspondiendo fundamentalmente al deterioro de "Inversión en zonas con reservas" (3.381 y 4.102 millones de euros en 2023 y 2022, respectivamente) y "Maquinaria e instalaciones" (2.307 y 2.601 millones de euros en 2023 y 2022, respectivamente). Para más información véase Nota 20.

³⁶ En 2022, se revisaron las vidas útiles de determinadas instalaciones de las refinerías del Grupo, en función de los plazos previstos para su desmantelamiento, sin que supusiera un impacto significativo en los estados financieros del Grupo.

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 2022	1.477	179	42	201	190	2.089
Altas	97	38	1	50	109	295
Retiros o bajas	(3)	—	(1)	—	—	(4)
Amortizaciones y deterioros	(544)	(76)	(15)	(20)	(74)	(729)
Diferencias de conversión y otros	53	8	2	5	14	82
Saldo a 31 de diciembre de 2022	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

Los contratos de arrendamiento más relevantes son los siguientes:

- Por las EE.S. que el Grupo tiene en España, Portugal y Perú, se firman contratos de arrendamiento por varios conceptos y duración variable. A 31 de diciembre de 2023, el importe correspondiente de los derechos de uso asciende a 853 millones de euros y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero a 896 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 2023 los derechos de uso por este contrato se encuentran totalmente provisionados (al igual que en 2022) y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero ascienden a 378 millones de dólares (342 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 2023 el importe correspondiente de los derechos de uso asciende a 181 millones de euros³⁷ y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero a 761 millones de dólares (688 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 158 y 171 millones de euros a 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado entre los años 2024 y 2084.

³⁷ Derecho de uso deteriorados por importe de 330 millones de euros a 31 de diciembre de 2023 (341 millones de euros a 31 de diciembre de 2022).

[13] Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación

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 4.4.1).

El movimiento habido en este epígrafe durante 2023 y 2022 ha sido el siguiente:

Inversiones contabilizadas aplicando método de participación	Millones de euros	
	2023	2022
Saldo al inicio del ejercicio	4.302	3.554
Inversiones netas	(78)	74
Variaciones del perímetro de consolidación	(1.024)	55
Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación ⁽¹⁾	34	989
Dividendos repartidos ⁽²⁾	(446)	(751)
Diferencias de conversión	(59)	192
Reclasificaciones y otros movimientos	228	189
Saldo al cierre del ejercicio	2.957	4.302

⁽¹⁾ Los menores resultados en 2023 obedecen principalmente a negocios de Exploración y Producción cuyos ingresos se han visto afectados por el significativo descenso de los precios de los hidrocarburos en el periodo. Este epígrafe no incluye el "Otro resultado integral" por importe de -56 millones de euros en 2023 (-49 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos) y de 197 millones de euros en 2022 (173 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos), derivadas fundamentalmente de diferencias de conversión.

⁽²⁾ En 2023 fundamentalmente Repsol Sinopec Brasil (249 millones de euros), BPRY Caribbean Ventures, LLC. (112 millones de euros), Sierracol (32 millones de euros) e YPFB Andina, S.A. (18 millones de euros), Edwards Gas Services LLC (18 millones de euros) y en 2022 principalmente a Repsol Sinopec Brasil (388 millones de euros), Equion Energía Ltd (205 millones de euros), Sierracol (65 millones de euros) e YPFB Andina (29 millones de euros).

En 2023 "Variaciones del perímetro de consolidación" incluye, 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 haber adquirido Repsol a Sinopec su participación del 49%, con lo que se ha convertido en el propietario del 100% de la compañía (ver apartado específico de la adquisición al final de esta Nota) 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).

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⁾	
	2023	2022
Negocios conjuntos	2.698	3.916
Entidades asociadas ⁽¹⁾	259	386
TOTAL	2.957	4.302

⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente la participación en Hecate Energy, LLC, OGCI Climate Investments Llp, Salamanca Infraestructure, LLC., y Oleoductos de Crudos Pesados (OCP) Ltd.

⁽²⁾ En 2023, corresponden a Exploración y Producción 2.105 millones de euros (3.383 millones de euros en 2022).

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 100% 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 25.
- *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 sociedad 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 20.3.
- *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 20.3.
- *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 20.3.

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 4), y su reconciliación con el valor contable de la inversión en los estados financieros consolidados³⁸:

Resultados de negocios conjuntos <i>Millones de euros</i>	RSB		YPFB Andina		BPRY		PQQ		Cardón IV	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Ingresos ordinarios	1.528	2.044	163	189	1.555	3.595	315	331	983	856
Amortización y deterioros ⁽¹⁾	(264)	(351)	(55)	(248)	(1.686)	(618)	—	(212)	(636)	(183)
Otros ingresos/(gastos) de explotación	(652)	(707)	(54)	(95)	(897)	(1.411)	(45)	81	(266)	(229)
Rdo. de explotación	612	986	54	(154)	(1.028)	1.566	270	200	81	444
Intereses netos	22	8	—	—	(143)	(113)	(108)	(65)	(6)	(38)
Resto de partidas del Rdo financiero	(118)	(94)	(8)	(9)	(36)	(32)	(40)	(6)	30	(10)
Rdo. inversiones método participación ⁽²⁾	—	—	(17)	(18)	—	—	—	—	—	—
Rdo. antes de impuestos	516	900	29	(181)	(1.207)	1.421	122	129	105	396
Gasto por impuesto	(93)	(239)	(7)	34	614	(811)	(323)	(81)	46	(116)
Rdo. atribuido a la sociedad dominante	423	661	22	(147)	(593)	610	(201)	48	151	280
Participación de Repsol	60 %	60 %	48 %	48 %	30 %	30 %	40 %	40 %	50 %	50 %
Rdo. por integración	254	397	11	(71)	(178)	183	(80)	19	76	140
Dividendos	249	388	18	46	112	—	—	—	—	—
Otro resultado global ⁽³⁾	(49)	84	(8)	21	1	—	19	(31)	(7)	(8)

⁽¹⁾ Incluye deterioros netos de activos en BPRY, YPFB Andina y Cardón IV y por riesgo de crédito, principalmente, en Cardón IV (ver Nota 20).

⁽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 <i>Millones de euros</i>	RSB		YPFB Andina		BPRY		PQQ		Cardón IV	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Activos no corrientes	3.803	3.701	498	575	1.998	3.106	303	207	690	863
Activos corrientes:	651	909	254	241	574	1.815	390	433	471	174
Efectivo y equivalentes de efectivo	359	359	111	39	96	308	—	—	22	9
Otros activos corrientes ⁽¹⁾	292	550	143	202	478	1.507	390	433	449	165
Total Activos	4.454	4.610	752	816	2.572	4.921	693	640	1.161	1.037
Pasivos no corrientes:	1.727	1.808	267	264	2.127	2.787	1.221	986	308	342
Pasivos financieros	810	900	—	—	1.381	1.392	944	868	5	46
Otros pasivos no corrientes	917	908	267	264	746	1.395	227	118	303	296
Pasivos corrientes:	457	507	35	72	851	1.017	1.005	906	400	379
Pasivos financieros	170	176	—	—	398	414	—	—	1	—
Otros pasivos corrientes ⁽¹⁾	287	331	35	72	453	603	1.005	906	399	379
Total Pasivos	2.184	2.315	302	336	2.978	3.804	2.226	1.892	708	721
Activos netos	2.270	2.295	450	480	(406)	1.117	(1.533)	(1.252)	453	316
Participación de Repsol	60 %	60 %	48 %	48 %	30 %	30 %	40 %	40 %	50 %	50 %
Participación en los activos netos ⁽²⁾	1.362	1.377	216	230	(122)	335	(613)	(501)	227	158
Fondo de comercio	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Valor contable de la inversión	1.362	1.377	216	230	—	335	—	—	227	158

Nota: Los importes desglosados en las tablas figuran al porcentaje de participación del Grupo en cada una de las sociedades.

⁽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 2023 y 2022 se ha registrado una provisión para riesgos y gastos cuyo importe a 31 de diciembre asciende a 111 y 501 millones de euros, respectivamente, correspondiente al valor negativo del Patrimonio Neto de PQQ (Ver Nota 15). BPRY: En 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.

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 han acordado 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 15.2). En el marco de este acuerdo, Repsol ha adquirido a Sinopec su participación accionarial del 49% en RRUUK, con lo que se ha convertido en el propietario del 100% de la compañía. La contraprestación total del acuerdo (resolución del procedimiento arbitral y adquisición del 49% de RRUUK) ha sido de 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 ha sido de aproximadamente 1.000 millones de dólares.

De la contraprestación total del acuerdo, el importe asignado a la adquisición del 49% de RRUUK ha ascendido 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 12), las provisiones para cubrir sus futuros desmantelamientos (ver Nota 15), créditos fiscales y activos netos por impuestos diferidos (ver Nota 22) así como la caja y el resto de los activos financieros de la sociedad.

La contabilización de esta combinación de negocios es provisional, dado que aún no ha finalizado el plazo de doce meses desde la adquisición permitida por la NIIF 3 "*Combinaciones de negocios*".

El detalle de los activos netos adquiridos a 31 de octubre de 2023 y el fondo de comercio generado tras esta adquisición es el siguiente (100% de los activos netos tras la baja de la participación previa del 51% de la sociedad):

	Millones de dólares
	Valor razonable
Inmovilizado material	1.481
Activos por impuesto diferido	1.457
Otros activos no corrientes	174
Otros activos financieros corrientes	2.298
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	113
Total activos	5.523
Provisiones corrientes y no corrientes	2.559
Deuda financiera corriente y no corriente	92
Pasivos por impuestos diferido	598
Total pasivos	3.249
ACTIVOS NETOS ADQUIRIDOS	2.274
PRECIO NETO DE ADQUISICIÓN	2.310
FONDO DE COMERCIO	36

El efecto que hubiera tenido la consolidación del 100% de RRUUK desde 1 de enero de 2023 en los "*ingresos de explotación*" y en el "*resultado neto*" hubiera sido de 758 y -8 millones de euros, respectivamente.

[14] Otros activos y pasivos no corrientes

El epígrafe "*Otros activos no corrientes*" incluye principalmente, en 2023 y 2022, cuentas a cobrar a PDVSA en Venezuela (ver Nota 20.3) por 294 millones de euros netos de deterioro (318 millones de euros en 2022), activos fiscales en Alaska Petroleum Tax asociados a las inversiones en Alaska por 182 millones de euros (107 millones de euros en 2022), depósitos asociados al desmantelamiento de activos de Exploración y Producción ("*sinking funds*") por importe de 71 millones de euros (69 millones de euros en 2022), principalmente en Indonesia, y los instrumentos financieros derivados asociados a operaciones comerciales no corrientes (ver Nota 8).

El epígrafe "*Otros pasivos no corrientes*" incluye principalmente, en 2023 y 2022 los instrumentos financieros derivados relacionados con operaciones comerciales (ver Nota 7), así como fianzas y depósitos recibidos por 123 millones de euros (122 millones de euros en 2022).

[15] Provisiones corrientes y no corrientes**15.1 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 5,9%.

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 2023 y 2022 de las distintas provisiones del Grupo, así como sus movimientos entre ejercicios, son los siguientes:

Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes

Millones de euros

	Desmantelamiento de activos	Consumo de derechos emisión de CO ₂	Riesgos por litigios	Otras provisiones ⁽¹⁾	Total
Saldo a 1 enero 2022	1.709	469	779	1.331	4.288
Dotaciones con cargo a resultados ⁽²⁾	113	1.099	29	468	1.709
Aplicaciones con abono a resultados	(28)	—	(25)	(60)	(113)
Cancelación por pago	(81)	—	(51)	(231)	(363)
Variaciones del perímetro de consolidación	—	—	—	—	—
Diferencias de conversión, reclasificaciones y otros ⁽³⁾	26	(477)	47	15	(389)
Saldo a 31 diciembre 2022	1.739	1.091	779	1.523	5.132
Dotaciones con cargo a resultados ⁽²⁾	279	995	502	311	2.087
Aplicaciones con abono a resultados	(10)	(11)	(9)	(24)	(54)
Cancelación por pago ⁽⁴⁾	(133)	(3)	(278)	(212)	(626)
Variaciones del perímetro de consolidación ⁽⁵⁾	2.226	(2)	—	(24)	2.200
Diferencias de conversión, reclasificaciones y otros ⁽³⁾	(235)	(1.087)	(886)	(28)	(2.236)
Saldo a 31 diciembre 2023	3.866	983	107	1.546	6.502

⁽¹⁾ "Otras provisiones" incluye las constituidas para hacer frente a saneamientos y remediaciones medioambientales (ver apartado siguiente), compromisos por pensiones (ver Nota 27), incentivos a empleados (ver Nota 27) y riesgos fiscales no relacionados con el impuesto de beneficios (ver Nota 22), 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 22).

⁽²⁾ Incluye fundamentalmente: (i) 100 y 66 millones de euros, en 2023 y 2022 respectivamente, correspondientes a la actualización financiera de provisiones; (ii) "Consumos de derechos de emisión de CO₂" por importe de 995 y 1.099 millones de euros, en 2023 y 2022 respectivamente por el gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂; (iii) "Desmantelamiento de activos", en 2023 destaca la actualización de las provisiones de desmantelamiento de los activos de exploración y producción en España. En 2023, una variación en la tasa de descuento de un +/- 50 puntos básicos disminuiría/aumentaría las provisiones en -122 y 137 millones de euros; (iv) "Riesgos por litigios", en 2023 incluye principalmente dotaciones por los acuerdos alcanzados para poner fin a acuerdos litigiosos (ver apartado 15.2 de esta Nota); y (v) "Otras provisiones", en 2023 incluye principalmente provisiones por reestructuración de plantilla, la actualización correspondiente a la provisión por el derrame de petróleo producido en la refinería La Pampilla, provisiones por contingencias medioambientales y otras; en 2022 incluye la dotación correspondiente al derrame de petróleo producido en la refinería de la Pampilla (ver Nota 15.2).

⁽³⁾ En 2023 y 2022 "Consumo de derechos de CO₂" incluye la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en los ejercicios 2022 y 2021, respectivamente y "Otras provisiones" incluye la actualización de valor negativo de las inversiones en Petroquiriquire (ver Nota 13). En 2023 en el epígrafe de "Riesgos por litigios" incluye la baja de la provisión para hacer frente a los riesgos derivados del arbitraje con Addax tras el acuerdo alcanzado con Sinopec (ver Nota 15.2).

⁽⁴⁾ En 2023 "Riesgos por litigios" incluye principalmente el pago por el acuerdo para resolver un litigio en EE.UU. relacionados con la compañía Maxus (ver Nota 15.2).

⁽⁵⁾ En 2023 "Variaciones del perímetro de consolidación" incluye 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 ha convertido en el propietario del 100% de la compañía (ver Nota 13) y la baja de las provisiones por desmantelamiento de Repsol Canadá Energy Prtn (ver Nota 19.7).

A continuación se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones al cierre del ejercicio 2023:

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	313	1.126	2.427	3.866
Provisiones por consumo de derechos de emisión de CO ₂	983	—	—	983
Provisión por riesgos por litigios	2	103	2	107
Otras provisiones	261	529	756	1.546
TOTAL	1.559	1.758	3.185	6.502

⁽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 2023 ascienden a 130 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.

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 *Mare Doricum* al producirse un movimiento incontrolado de dicho buque.

El derrame generó impacto en poblaciones y entorno naturales, así como en especies marinas de las costas peruanas. Las acciones de limpieza de primera respuesta terminaron el 13 de abril de 2022. Actualmente se continúa realizando monitoreos y acciones complementarias de limpieza en toda la zona tanto, en mar como en tierra, que son reportados a las autoridades correspondientes.

Los monitoreos físicos, químicos e hidrobiológicos realizados por la Compañía comprueban que el mar y las playas accesibles están cumpliendo, desde hace meses, con los más estrictos estándares medioambientales y, por tanto, no representan ningún riesgo para la salud ni el medio ambiente. Estos informes fueron realizados por laboratorios acreditados y todas las actualizaciones han sido entregadas a las autoridades correspondientes, el último informe completo del estado de las áreas afectadas se entregó en abril del 2023.

Tras las acciones de limpieza realizadas por RELAPASAA, el informe más reciente del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), confirma que los resultados del agua superficial del mar afectada por el derrame cumplen con las normas ambientales. El Plan de Rehabilitación exigido por OEFA se ha presentado dentro del plazo previsto (octubre de 2023) al Ministerio de Energía y Minas para su aprobación y posterior ejecución.

Respecto al Padrón Único de Afectados (damnificados por el derrame) elaborado por el Gobierno, al 31 de diciembre de 2023 se han suscrito acuerdos de compensación total con más del 95% de afectados de dicho padrón.

Los gastos 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 352 millones de dólares (307 millones de dólares en 2022). A 31 de diciembre de 2023 los costes pendientes de pago ascienden a 93 millones de dólares. Estos pagos pueden variar por diversas circunstancias inherentes al avance de las actividades planeadas, así como por la evolución de los procedimientos administrativos sancionadores cuyos resultados dependerán de las conclusiones que se obtengan de las investigaciones aún en curso.

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.

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

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 15.

la legislación exigible. En lo que respecta al incidente, actualmente se están coordinando con los gabinetes periciales nombrados por las empresas de seguros las actuaciones a seguir. A 31 de diciembre de 2023, se han cobrado 196 millones de dólares (162 millones en 2022) en concepto de indemnización.

Para más información adicional sobre los litigios en curso derivados del derrame, véase el apartado siguiente. En relación los impactos sobre el medioambiente del derrame y las acciones para mitigarlos, véase los apartados 7.3.2 Respeto de los derechos humanos y relación con las comunidades y 7.3.3 Seguridad del Informe de gestión consolidado 2023.

15.2 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 2023, el balance de Repsol incluye provisiones por riesgos por litigios por un importe total de 107 millones de euros (779 millones de euros a 31 de diciembre de 2022). 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 15.1 y 22.

Estados Unidos de América

Litigio del Río Passaic / Bahía de Newark

Los hechos a los que se hace referencia en este litigio están relacionados con la venta el 4 de septiembre de 1986 por Maxus Energy Corporation ("Maxus") de su antigua filial química, Diamond Shamrock Chemical Company ("Chemicals") a Occidental Chemical Corporation ("OCC"). Maxus acordó indemnizar a Occidental frente a ciertas contingencias medioambientales relacionadas con las actividades de Chemicals anteriores a la fecha de la venta. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF, S.A. ("YPF") y posteriormente (1999) Repsol, S.A. adquirió YPF.

En diciembre de 2005 el *Department of Environmental Protection* de Nueva Jersey ("DEP") y el *Spill Compensation Fund* de Nueva Jersey (conjuntamente, "el Estado de Nueva Jersey") demandaron a Repsol YPF S.A. (actualmente denominada Repsol, S.A., en lo sucesivo "Repsol"); YPF; YPF Holdings Inc. ("YPFH"); CLH Holdings ("CLHH"); Tierra Solutions, Inc. ("Tierra"); Maxus; así como a OCC por la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Chemicals que presuntamente contaminó el río Passaic, la Bahía de Newark y otras aguas y propiedades cercanas.

El 26 de septiembre de 2012 OCC interpuso una "*Second Amended Cross Claim*" ("*Cross Claim*") contra Repsol, YPF, Maxus (conjuntamente los "Demandados"), Tierra y CLHH, reclamando, entre otras, que Repsol e YPF fueran declaradas responsables de las deudas de Maxus.

El 5 de abril de 2016 el juez desestimó en su totalidad la demanda de OCC contra Repsol. El 17 de junio de 2016 Maxus presentó solicitud de quiebra ante el Tribunal Federal de Quiebras del Estado de Delaware, requiriendo, además, la suspensión de la *Cross Claim*. El 19 de octubre de 2017 el Juez titular estimó en su totalidad la demanda de Repsol contra OCC, condenado a ésta al pago de 65 millones de dólares más intereses y costas.

El 14 de septiembre de 2018 Maxus (declarado por el Tribunal Federal de Quiebras de Delaware, sucesor de OCC -su principal acreedor- como demandante en la *Cross Claim*) formalizó recurso de apelación sobre la sentencia adversa dictada en dicho procedimiento, y que rechazaba el *Alter Ego* entre Maxus y Repsol. Simultáneamente, OCC formalizó recurso de apelación sobre la demanda que le condenaba a abonar los 65 millones de dólares que Repsol tuvo que abonar al Estado de Nueva Jersey. El 27 de diciembre de 2021, la Corte de Apelación estimó los recursos de OCC. La sentencia no declaraba a Repsol responsable, sino que simplemente reenvía el caso nuevamente a la Corte de instancia por entender que esta Corte no podía haberse pronunciado a través de un *Summary Judgment* en este momento procesal.

El 14 de junio de 2018, la Administración Concursal de Maxus (the Maxus Liquidating Trust) presentó una demanda ("*New Claim*") en el Tribunal Federal de Quiebras del Estado de Delaware contra YPF, Repsol y determinadas sociedades filiales de ambas, por las mismas reclamaciones que se recogían en la *Cross Claim*.

El 6 de abril de 2023, Repsol e YPF alcanzaron un acuerdo transaccional que puso fin a todos los litigios pendientes relacionados con la compañía Maxus (adquirida por YPF en 1995), pagando un importe total de 575 millones de dólares, que se dividen por mitad entre Repsol e YPF. Este gasto ha sido registrado en el sub-epígrafe de "*Otros gastos de explotación*" de la cuenta de pérdidas y ganancias con abono a al epígrafe de "*Provisiones corrientes*" del balance de situación.

El acuerdo incluye convenios con YPF, el Maxus Liquidating Trust, Occidental Chemical Corporation, la Environmental Protection Agency (EPA), la National, Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) y el Departamento de Interior de Estados Unidos, así como con los Estados de Ohio y Wisconsin. En virtud de estos convenios, Repsol obtiene la renuncia a acciones por parte de los distintos firmantes y protecciones adicionales respecto a potenciales acciones futuras de terceros.

El 31 de julio de 2023 se obtuvo la aprobación judicial del Trust Settlement Agreement, Oxy Settlement Agreement y del Government Agreement y el 7 de agosto de 2023, una vez verificado el pago del monto del acuerdo por parte de Repsol e YPF, el tribunal aprobó las "*stipulations of dismissal*" (acuerdo de desistimiento) del litigio, poniendo fin al mismo.

Litigios relacionados con el Cambio Climático

Repsol Energy North America Corporation, Repsol Trading USA LLC y Repsol, SA son partes demandadas en litigios por daños y perjuicios interpuestos por varios condados y municipios de California ante los tribunales estatales de California, por las pérdidas derivadas del cambio climático supuestamente causado por las emisiones de sus productos u operaciones. Adicionalmente, la asociación Pacific Coast Federation of Fishermens Associations, Inc. también presentó demanda contra dichas empresas por motivos similares, habiendo desistido en diciembre del 2023. Las demandas alegan que el cambio climático ha provocado y sigue provocando que el nivel del mar aumente y contribuya a otros impactos negativos (como tormentas y sequías más violentas, de forma que las comunidades costeras son cada vez más propensas a inundaciones, incendios forestales y daños por viento, etc...). Las demandas contienen, entre otras, las siguientes alegaciones: que las actividades de estas sociedades constituyen "*public nuisance*" -una forma de daños (tort)- y, en segundo lugar, que las demandadas minusvaloran los peligros del cambio climático (y la relación entre los productos de combustibles fósiles y el cambio climático) para continuar vendiendo sus productos.

Estos litigios se dirigen contra varias empresas energéticas (más de 30 demandadas), y están aún pendientes de resolución; es decir, a la fecha no existe ninguna resolución judicial firme que condene a estas entidades de Repsol por daños y perjuicios por su supuesta contribución al cambio climático ni tampoco existe una cuantificación de los daños por los demandantes.

Reino Unido

Arbitraje Addax en relación con la compra de Talisman Energy UK Limited (TSEUK)

El 13 de julio de 2015, Addax Petroleum UK, Ltd. ("Addax") y Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation ("Sinopec") presentaron una "*Notice of Arbitration*" contra Talisman Energy, Inc. (posteriormente "ROGCI") y Talisman Colombia Holdco, Ltd. ("TCHL") en relación con la compra del 49% de las acciones de TSEUK (actualmente Repsol Resources UK, Ltd. "RRUK"). El 25 de mayo de 2016, Addax y Sinopec formalizaron la demanda arbitral, en la que solicitaron que, en el supuesto de que sus pretensiones fueran estimadas en su integridad, se les abone el importe de su inversión inicial en RRUK, materializada en 2012 mediante la compra del 49% de ésta a TCHL, una filial 100% de ROGCI, junto con cualesquiera incrementos de inversión posteriores, realizados o por realizar en el futuro, así como las pérdidas de oportunidad que pudieran haberse producido, estimando todo ello en una cifra total aproximada de 5.500 millones de dólares estadounidenses.

La disputa versa sobre hechos que tuvieron lugar en 2012, antes de la adquisición de Talisman por Repsol en 2015, y no implica ninguna acción llevada a cabo por Repsol.

ROGCI y TCHL solicitaron al Tribunal arbitral la desestimación de las reclamaciones de Addax y Sinopec basadas en las garantías contractuales. El 15 de agosto de 2017 el Tribunal arbitral emitió un Primer Laudo Parcial desestimando las reclamaciones de Addax y Sinopec basadas en las garantías contractuales.

El Tribunal Arbitral decidió, entre otras cuestiones procedimentales, la bifurcación del procedimiento en dos fases: en la primera se resolvería sobre responsabilidad y en la segunda se decidiría la cuantía de las responsabilidades que, en su caso, se hubieran determinado.

Las cinco principales cuestiones en disputa eran Reservas, Producción, Abandono, Proyectos y Mantenimiento.

El 29 de enero de 2020 el Tribunal arbitral emitió un Segundo Laudo Parcial sobre Reservas, determinando que ROGCI y TCHL eran responsables ante Sinopec y Addax con respecto a dicha cuestión.

El 20 de abril de 2021 el Tribunal Arbitral emitió un Tercer Laudo Parcial, relativo al resto de cuestiones pendientes de decidir en la fase de responsabilidad, declarando responsables a TCHL y ROGCI por la cuestión relativa a Producción -que se solapaba con lo ya resuelto en el anterior laudo sobre Reservas- y desestimando las reclamaciones de Addax y Sinopec respecto al resto de las cuestiones (Abandonos, Proyectos y Mantenimiento).

El 31 de enero de 2023 la SICC dictó sentencia desestimando los recursos de anulación interpuestos contra el Segundo Laudo Parcial y el Tercer Laudo Parcial.

El Tercer Laudo Parcial desestimó la mayor parte de las pretensiones de Addax y Sinopec y permitió una mejor estimación de las responsabilidades que se podrían derivar de este litigio. Por ello, se realizó una nueva evaluación de la provisión necesaria para cubrir los riesgos correspondientes y, como consecuencia del análisis realizado por la Compañía y sus abogados y asesores externos, redujo la provisión inicialmente registrada.

Por otra parte, el 30 de noviembre de 2017 Repsol, S.A. comenzó otro arbitraje contra China Petroleum Corporation y TipTop Luxembourg, S.A.R.L (sociedades del Grupo Sinopec) reclamando una indemnización por los perjuicios que pueda sufrir como consecuencia de cualquier decisión adversa en el arbitraje mencionado anteriormente, junto con otros daños aún no cuantificados. El Tribunal desestimó en 2021 la reclamación de Repsol, S.A., si bien esta decisión no tuvo impacto en la valoración de riesgo ni en la provisión contable del Arbitraje Addax.

Sin embargo, el 28 de abril de 2023 Repsol y Sinopec acordaron que, sujeto al cumplimiento de condiciones, Repsol adquiriría de Sinopec su participación del 49% en las acciones de RRUUK (ver Nota 13 Inversiones contabilizadas por el método de la participación) y resolverá el arbitraje. En consecuencia, en la misma fecha Repsol y Sinopec suspendieron el procedimiento arbitral. La contraprestación total del acuerdo es de aproximadamente 2.100 millones de dólares. Con fecha 9 de octubre de 2023 las partes declararon cumplidas las condiciones, por lo que con fecha 31 de octubre de 2023 se transfirieron las acciones y se resolvió el procedimiento arbitral, habiéndose dado de baja las provisiones para riesgos y gastos registrados a la fecha (ver Nota 15.1).

Perú

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 15.1), a finales de agosto 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.

La demanda aún no ha sido notificada a Repsol, S.A., Mapfre España o los armadores en Italia al seguirse una notificación por vía consular que normalmente toma varios meses.

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.

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.

También en relación con el derrame del 15 de enero de 2022, la Asociación Damnificados por Repsol (Asociación) interpuso una demanda contra RELAPASAA y la aseguradora Mapfre Perú, en la que se reclamaban 5.134 millones de soles (alrededor de 1.273 millones de euros) a favor de 10.268 supuestos afectados. Una vez le fue notificada la referida demanda RELAPASAA presentó oportunamente sus defensas de forma (indebida acumulación de pretensiones, falta de legitimidad activa de la demandante y falta de identificación de los supuestos afectados) y fondo (sin falta de sustento en el importe reclamado, entre otros argumentos). Intentando subsanar diversas observaciones formuladas por el Juez (dentro las cuales se solicitó presentar información individualizada sobre los hechos que generaron los daños y los daños sufridos por cada una de las personas afectadas), la Asociación modificó la demanda reduciendo su petición de indemnización a 21,9 millones de soles (5,2 millones de euros aproximadamente) involucrando únicamente a 353 miembros. El 13 de abril de 2023, el juez competente rechazó la demanda, entre otras razones, porque la Asociación no pudo aportar la prueba individualizada de los

daños alegados para cada demandante como lo exige la legislación peruana. La Asociación apeló esta decisión que luego fue ratificada por la instancia superior el 9 de junio de 2023 confirmando la resolución que rechazó la demanda. La resolución de segunda instancia no fue impugnada por la Asociación dentro del plazo legal, por lo que el Juzgado declaró el archivo definitivo del caso. Al haber sido archivado, el caso ya no se calificará como una contingencia para RELAPASAA.

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 (ya desestimada) y, con ello, los múltiples defectos de forma y fondo de que adolece y que permiten su valoración como un riesgo remoto.

Por otro lado, RELAPASAA presentó el 12 de enero de 2024 ante un juzgado peruano una demanda contra la sociedad Fratelli D'Amico Armatori, S.P.A., propietaria del buque Mare Doricum, en reclamación de una indemnización de 197,5 millones de dólares más intereses por inejecución de obligaciones y responsabilidad extracontractual, al haberse acreditado en todas las pruebas periciales practicadas que el movimiento descontrolado e indebido del buque y su desplazamiento de la posición prevista para una descarga segura fue lo que causó la rotura de la instalación submarina de la Terminal N° 2 de RELAPASAA y, con ello, el derrame del crudo al mar. La responsabilidad del proceso de amarre y su seguridad y operación es del capitán y, en consecuencia, de su empleador, Fratelli D'Amico, no solo según legislación peruana sino también legislación marítima internacional. Pese a ello, RELAPASAA ha soportado en solitario todos los gastos correspondientes a la remediación del litoral y de compensación a los afectados por el derrame (más de 300 millones de dólares), además de importantes daños propios que, siendo materialmente y en Derecho responsabilidad de Fratelli D'Amico, RELAPASAA le reclamará íntegramente ejerciendo cuantas acciones correspondan. Entretanto, Fratelli D'Amico ha presentado una solicitud de conciliación extrajudicial (requisito previo para la interposición de una demanda bajo ley peruana) reclamando a RELAPASAA casi 45 millones de dólares por los daños que supuestamente habría sufrido como consecuencia del derrame. RELAPASAA considera que esta eventual contrademanda carece de todo fundamento.

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.

ACTIVOS Y PASIVOS CORRIENTES

[16] Existencias

Las existencias se valoran al menor entre el coste (calculado de acuerdo al 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 las mismas 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. A partir del ejercicio 2023, 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 2023 y 2022 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 (88%) y Cliente (9%). La composición del epígrafe de "Existencias" a 31 de diciembre de 2023 y 2022 es la siguiente:

Existencias	Millones de euros	
	2023	2022
Crudo ⁽¹⁾	1.686	1.751
Gas Natural ⁽²⁾	236	369
Productos terminados y semiterminados ⁽³⁾	3.220	3.712
Derechos de emisión CO ₂ ⁽⁴⁾	992	1.085
Materiales y otros	489	376
TOTAL ⁽⁵⁾	6.623	7.293

⁽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)	2023	2022
Saldo al inicio del ejercicio	13.098.227	8.458.881
Derechos de CO ₂ gratuitos recibidos	7.588.574	7.273.584
Derechos de CO ₂ adquiridos en el mercado	7.204.218	9.709.996
Derechos de CO ₂ vendidos en el mercado	(2.673.777)	(1.127.993)
Derechos de CO ₂ compensados	(13.080.695)	(11.216.241)
Saldo al cierre del ejercicio	12.136.547	13.098.227

⁽⁵⁾ Incluye deterioros por valoración de las existencias por importe de 158 y 101 millones de euros a 31 de diciembre de 2023 y 2022 respectivamente. Las dotaciones y reversiones del ejercicio ascienden a -60 y 48 millones de euros respectivamente (-91 y 39 millones de euros en 2022).

A 31 de diciembre de 2023, el importe de existencias de "commodities" destinadas a una actividad de "trading" ha ascendido a 252 millones de euros y el efecto en la cuenta de pérdidas y ganancias por la valoración a mercado de las mismas ha representado un ingreso de 7 millones de euros. Para el cálculo del valor razonable se utilizan curvas forward del mercado en función del plazo de valoración de las operaciones. Las principales variables utilizadas son fundamentalmente: cotizaciones de publicaciones oficiales (Platt's, Argus, OPIS, brokers,...) y primas históricas o de mercado (mark to market) en caso de estar disponibles.

El menor saldo en el epígrafe de "Existencias" se explica principalmente por el menor coste de los inventarios en el mes de diciembre 2023 respecto a diciembre 2022 (menores precios medios del crudo Brent -6% / -5 €/bbl), así como un menor saldo de derechos de CO2 por el menor consumo esperado de los complejos químicos en España y Portugal (reducción de la producción en un entorno de precios bajos).

El Grupo Repsol cumple a 31 de diciembre 2023 y 2022 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.

[17] Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2023 y 2022 es la siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	Millones de euros	
	2023	2022
Cientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	5.788	6.352
Deterioro acumulado	(174)	(184)
Cientes por ventas y prestación de servicios	5.614	6.168
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores ⁽¹⁾	476	617
Deudores por operaciones con el personal	54	50
Administraciones públicas	319	526
Derivados por operaciones comerciales (Nota 9)	252	498
Otros deudores	1.101	1.691
Activos por impuesto sobre beneficios corriente	1.259	1.168
TOTAL	7.974	9.027

⁽¹⁾ Importe neto de deterioro. En 2023 incluye deterioros por 232 millones de euros de cuentas a cobrar a PDVSA en Venezuela (ver Nota 10.3).

Este epígrafe desciende principalmente por los menores precios en las ventas de crudo y productos refinados y el menor volumen de ventas en el negocio de Movilidad.

En relación con los deterioros de deudores comerciales y cuentas a cobrar, destaca los correspondientes a cuentas a cobrar a PDVSA (ver Nota 10.3 y 20.3). En relación con los activos por impuesto sobre beneficios corriente, véase la Nota 22.2.

[18] 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	
	2023	2022
Proveedores	4.896	5.036
Acreedores y otros	4.017	4.145
Administraciones Públicas acreedoras	870	794
Derivados por operaciones comerciales (Nota 9)	172	718
Otros acreedores	5.059	5.657
Pasivo por impuesto sobre beneficios corriente	395	1.100
TOTAL	10.350	11.793

Este epígrafe desciende principalmente por la mejor valoración de posiciones y contratos de la actividad de *Trading* y comercialización de gas natural, que en 2022 eran muy negativas por el entorno de precios. El pasivo por impuesto corriente es menor principalmente en España y Noruega en línea con el menor impuesto corriente por resultados del ejercicio (en relación con los pasivos por impuesto sobre beneficios corriente véase la Nota 22.2).

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	
	2023	2022
Período medio de pago a proveedores (PMP) ⁽¹⁾	30	27
Ratio de operaciones pagadas ⁽²⁾	30	27
Ratio de operaciones pendientes de pago ⁽³⁾	30	33
	Importe (millones de euros)	
Total pagos realizados	16.294	23.181
Total pagos realizados dentro del plazo legal ⁽⁴⁾	15.698	22.194
Total pagos pendientes	857	1.019
	Facturas	
Número de facturas dentro del plazo legal ⁽⁵⁾	905.772	915.984

NOTA: La información correspondiente al 2022 ha sido reexpresada respecto a la incluida en las Cuentas Anuales de 2022.

⁽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 96% tanto en 2023 como en 2022 sobre el total de los pagos a proveedores.

⁽⁵⁾ Representa un 79% (78% en 2022) sobre el total de las facturas de proveedores.

RESULTADOS

[19] Resultado de explotación

Repsol publica, en la misma fecha que las presentes Cuentas Anuales consolidadas, su Informe de gestión consolidado 2023, que incluye una explicación de los resultados y de otras magnitudes de desempeño financiero.

19.1 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 2023 no existen obligaciones de desempeño relevantes con clientes pendientes de cumplimiento.

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 2023 y 2022 se muestra a continuación:

Ingresos por segmento	2023	2022
Exploración y Producción	4.976	6.949
Industrial	46.372	61.416
Cliente	26.930	32.659
GBC	1.003	2.037
Corporación y otros	(20.333)	(27.908)
TOTAL	58.948	75.153

Nota: Incluye impuestos especiales que recaen sobre consumos de hidrocarburos (5.830 y 5.862 millones de euros en 2023 y 2022, respectivamente). Corporación y otros incluye principalmente las eliminaciones por ingresos entre los segmentos del Grupo, así como por los servicios prestados por las áreas corporativas a los negocios.

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 por la comercialización en España y EE.UU. de gas natural y por las actividades globales de *trading* 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.

El desglose en 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
Crudo	2.734	15.898	5	—	(110)	18.527
Gas ⁽¹⁾						
Mercado mayorista	2.238	1.536	—	—	(1.015)	2.759
Mercado minorista (Residencial y negocios)	—	—	240	46	—	286
Productos petrolíferos ⁽²⁾	—	25.979	25.411	—	(18.575)	32.815
Productos petroquímicos ⁽³⁾	—	2.382	—	—	(1)	2.381
Electricidad	—	174	1.023	957	(600)	1.554
Prestación de servicios y otros ⁽⁴⁾	4	403	251	—	(32)	626
TOTAL	4.976	46.372	26.930	1.003	(20.333)	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.

⁽⁴⁾ Otros servicios.

El notable descenso de los ingresos en 2023 se explica por la caída de los precios internacionales del crudo y del gas, así como de los de carburantes y otros productos derivados, como consecuencia de la normalización progresiva de los mercados energéticos en los mercados internacionales, el tono tibio del entorno económico y la incertidumbre sobre el crecimiento futuro de la economía. En concreto cabe destacar: (i) en los negocios de E&P se reducen los ingresos, a pesar del mayor volumen de ventas, por los menores precios de realización del crudo y gas, (ii) en Industrial se reducen los ingresos, a pesar de los mayores volúmenes de venta en los negocios de Refino y Trading, por los menores precios de los productos derivados tanto del refino del petróleo como de la industria petroquímica, (iii) la caída de los precios de los carburantes en Europa, que han afectado a los negocios de Cliente (principalmente a los de Movilidad, mitigado por los menores descuentos⁴⁰) y (iv) los menores precios de venta de la electricidad en España, que afectan tanto a los negocios de GBC (a pesar de la mayor producción por la puesta en marcha de proyectos renovables) como a los negocios de comercialización del segmento Cliente.

La distribución de los ingresos de las actividades ordinarias por país en 2023 y 2022 se muestra a continuación:

Distribución geográfica de los ingresos	2023	2022
España	33.465	43.493
Perú	4.595	5.417
Estados Unidos	3.550	4.304
Portugal	3.088	3.431
Resto	14.250	18.508
TOTAL ⁽¹⁾⁽²⁾	58.948	75.153

⁽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: 42.250 millones de euros (53.984 millones de euros en 2022), (ii) UE zona no euro 151 millones de euros (241 millones de euros en 2022) y (iii) Resto: 16.547 millones de euros (20.928 millones de euros en 2022).

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

El gasto reconocido en este epígrafe se explica tanto por los menores precios medios de los productos (-8%), influidos por la caída en los precios medios del crudo Brent, como por el menor volumen en existencias de productos (-6%), principalmente en los complejos industriales de refino en España.

⁴⁰ De acuerdo con el Real Decreto-ley, 6/2022, se aprobó una bonificación extraordinaria y temporal que estuvo vigente desde el 1 de abril hasta el 30 de junio (prorrogada posteriormente hasta el 31 de diciembre 2022) en el precio de venta al público de determinados productos energéticos y aditivos. En este sentido, el Grupo ofreció unos descuentos de 30 céntimos de euro por litro (que incluía la bonificación del Gobierno de 20 céntimos por litro y un descuento adicional aportado por Repsol en todos los repostajes pagados a través de la aplicación Waylet o con tarjeta SOLRED de 10 céntimos por litro) y de 25 céntimos por litro (bonificación del Gobierno de 20 céntimos por litro y un descuento adicional de 5 céntimos por litro al resto de clientes). Estos descuentos (vigentes desde el 16 de marzo hasta el 31 de diciembre), excluyendo la bonificación que es neutra en la cuenta de pérdidas y ganancias del Grupo, afectaron negativamente a los ingresos de 2022 del negocio de movilidad. Una vez finalizada la bonificación del Gobierno el pasado 31 de diciembre, Repsol decidió prorrogar el descuento de Waylet de 10 céntimos hasta el 31 de marzo de 2023 y, desde el 1 de abril, los descuentos en combustible se han vinculado a la contratación de productos energéticos y el pago a través de Waylet (Planes de Energías Conectadas, para más información véase el apartado 5.3 del Informe de Gestión consolidado).

19.3 Aprovisionamientos

El epígrafe "Aprovisionamientos" recoge los siguientes conceptos:

Aprovisionamientos	Millones de euros	
	2023	2022
Compras	42.982	57.061
Variación de existencias (materias primas y existencias comerciales)	(94)	(883)
TOTAL	42.888	56.178

Este epígrafe se compone principalmente del aprovisionamiento a través de terceros de crudo para destilación en el proceso productivo de los complejos industriales de Refino (aproximadamente 80% del total) y de otras materias primas para la producción de productos petroquímicos, así como compras de gas para generación eléctrica en los complejos de ciclo combinado de GBC. En los negocios del 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 través del segmento Industrial), 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 a terceros para comercialización en los negocios de trading y mayorista de GNL y gas natural.

Los menores costes de "Aprovisionamientos" en 2023 obedecen fundamentalmente a los menores precios de las materias primas (crudo y gas natural) de las que se abastecen los complejos industriales.

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

La distribución de "Aprovisionamientos" por segmento en 2023 y 2022 se muestran a continuación:

Aprovisionamientos por segmento	Millones de euros	
	2023	2022
Exploración y Producción	85	137
Industrial	38.737	52.058
Cliente	23.774	30.068
GBC	951	2.590
Ajustes ⁽¹⁾	(20.659)	(28.675)
TOTAL	42.888	56.178

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

19.4 [Dotación] / Reversión por deterioro

Los citados epígrafes recogen los siguientes conceptos:

Dotación/Reversión por deterioro	Millones de euros	
	2023	2022
Dotación por deterioro de activos (Notas 10,3, 17 y 20)	(1.671)	(3.371)
Reversión por deterioro (Nota 20)	1.361	698
TOTAL	(310)	(2.673)

En 2023, se han realizado 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 han revertido 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 20.

19.5 Gastos de personal

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

Gastos de Personal	Millones de euros	
	2023	2022
Remuneraciones y otros	1.531	1.516
Costes de seguridad social	479	451
TOTAL	2.010	1.967

Incluye la remuneración a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo (ver Nota 28) y otras obligaciones con el personal como planes de pensiones y programas de incentivos (ver Nota 27).

El incremento en los gastos de personal en 2023 se explica, principalmente, por el incremento de los salarios de los empleados y el incremento de un 5% de la plantilla⁴¹.

Plantilla

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2023 asciende a 25.059, distribuidas en las siguientes áreas geográficas: España (17.729), Latinoamérica (3.610), Norteamérica (922), Europa, África y Brasil (2.705) y Asia (94). La plantilla media en el ejercicio 2023 ha ascendido a 24.680 empleados (23.866 empleados en 2022).

A continuación se desglosa la plantilla⁴² total del Grupo distribuida por categorías profesionales y por géneros a cierre de los ejercicios 2023 y 2022:

Plantilla por categorías y género	2023			2022		
	Total	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres
Directivos	222	173	49	221	176	45
Jefes Técnicos	2.438	1.654	784	2.257	1.507	750
Técnicos	10.905	7.086	3.819	9.988	6.386	3.602
Operarios y subalternos	11.494	6.363	5.131	11.304	6.367	4.937
TOTAL	25.059	15.276	9.783	23.770	14.436	9.334

En España en 2023, de acuerdo con el cómputo legal definido por la Ley General de Derechos de las Personas con Discapacidad y de su Inclusión Social⁴³ (LGD), Repsol supera el porcentaje requerido por la legislación, representando un 2,34 % de la plantilla, siendo 415 empleados por contratación directa.

19.6 Gastos de exploración

Los gastos de exploración de hidrocarburos en 2023 y 2022 (determinados conforme se explica en la Nota 4.4.4) ascienden, respectivamente, a 116 y 452 millones de euros, de los cuales 60 y 133 millones de euros se encuentran registrados en el epígrafe “Amortizaciones de inmovilizado” y 0 y 217 millones de euros en el epígrafe “(Dotación) / Reversión por deterioro” en 2023 y 2022.

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	
	2023	2022
Europa	21	34
América	99	227
Asia	(4)	191
TOTAL	116	452

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

⁴¹ Para más información sobre la plantilla y las políticas de gestión de los empleados véase el apartado 7.3.1 de Informe de gestión consolidado 2023.

⁴² 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.

⁴³ 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.

19.7 Beneficios / (Pérdidas) por enajenaciones de activos

En 2023 este epígrafe incluye beneficios (49 millones de euros) y pérdidas (-45 millones de euros) por enajenación de activos. Incluyen, entre otros, los impactos por la venta de activos del segmento Exploración y Producción en Canadá (Greater Edson) y EE.UU. (Salamanca Infrastructure).

El 17 de octubre de 2023 se han vendido los activos de petróleo y gas en Canadá a Peyto Exploration & Development Corp. por 523 millones de dólares, venta que incluye todos los derechos mineros, instalaciones e infraestructuras relacionadas con el negocio canadiense de exploración y producción de petróleo y gas de Repsol, entre los que se incluyen los activos del área Greater Edson. La venta ha supuesto la reversión de deterioros asociados a dichos activos (ver Notas 19.4 y 20.1). Tras la venta, se ha llevado a cabo la liquidación y disolución de Repsol Oil&Gas Canada Inc (ROGCI), lo que supone el fin de las actividades de Exploración y Producción de Repsol en Canadá.

El 1 de diciembre de 2023 se ha vendido el 20% de Salamanca Infrastructure LLC, conservando un 2,5%, a los bancos de inversión Arlight y Centaurus por 129 millones de dólares, sociedad encargada de gestionar la construcción de la infraestructura (midstream) para el desarrollo del activo Leon-Castile localizado en el Golfo de México estadounidense.

En 2022, los beneficios (122 millones de euros) y pérdidas (-44 millones de euros) por enajenación de activos corresponden principalmente a la venta de activos de E&P en Ecuador (bloques 16 y 67), Malasia (bloques PM3 CAA, Kinabalu y PM305/314) y Canadá (principalmente Chauvin).

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

Los gastos del epígrafe de "Transportes y fletes" aumentan como consecuencia de los mayores precios en el mercado de fletes, en parte afectados por las tensiones geopolíticas (en el Mar Rojo principalmente) y por las limitaciones de uso en el canal de Panamá.

Los gastos del epígrafe de "Suministros" disminuyen como consecuencia, principalmente, de los menores precios del gas (la principal referencia europea de precio TTF ha caído un 66% y la norteamericana HH un 59%) y de la electricidad (el Pool eléctrico en España ha caído un 48%) en el consumo de los complejos industriales.

Por otra parte, el epígrafe "Otros ingresos/gastos de explotación" recoge los siguientes conceptos⁴⁴:

Otros ingresos/ gastos de explotación	Millones de euros	
	2023	2022
Otros ingresos de explotación ⁽¹⁾	934	915
Valoración de instrumentos derivados comerciales ⁽²⁾	197	(1.090)
Otros gastos de explotación:	(5.335)	(3.994)
Gastos de operadores ⁽³⁾	(724)	(722)
Servicios de profesionales independientes	(587)	(463)
Arrendamientos ⁽⁴⁾	(214)	(160)
Tributos: ⁽⁵⁾	(940)	(513)
Impuestos a la producción	(190)	(263)
Otros	(750)	(250)
Reparación y conservación ⁽⁶⁾	(295)	(287)
Consumo neto de derechos de CO ₂ ⁽⁷⁾	(381)	(493)
Otros ⁽⁸⁾	(2.194)	(1.356)
TOTAL	(4.204)	(4.169)

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, la aplicación con abono a resultados de provisiones (ver Nota 15). Incluye además subvenciones de explotación por importe de 24 y 20 millones de euros en 2023 y 2022 respectivamente.

⁽²⁾ Corresponde a derivados (activo y pasivo) contratados en actividades de trading de crudo, gas, productos petrolíferos y electricidad (ver Nota 9). En 2023, la variación positiva en "Valoración de instrumentos derivados comerciales" se explica principalmente por la mejor valoración de posiciones y contratos de la actividad de Trading y comercialización de gas natural, que en 2022 eran muy negativas por el entorno de precios.

⁽³⁾ Incluye, entre otros, gastos por servicios de consignación en las instalaciones de Exolum Corporation, S.A. (anteriormente Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.), servicios de envasado, almacenamiento, carga, transporte y expedición de producto.

⁽⁴⁾ En 2023 incluye gastos de arrendamiento de contratos a corto plazo y de escaso valor (171 millones de euros) y cuotas variables (42 millones de euros).

⁽⁵⁾ Corresponden a tributos distintos a los que gravan el beneficio (ver Nota 22). Los impuestos a la producción de hidrocarburos en actividades de Exploración y Producción han sido pagados principalmente en Perú, Libia y EE.UU. Los otros tributos reflejan los impuestos locales y en 2023 incluyen

⁴⁴ La información de 2022 se ha modificado a efectos comparativos por un cambio a los epígrafes "Otros ingresos de explotación" y "Otros gastos de explotación" para presentar la imputación de los ingresos por los derechos de emisión de CO₂ gratuitos (anteriormente en "Otros ingresos de explotación", ver Nota 16) junto con el consumo de derechos de CO₂ del periodo en "Consumo neto de derechos de CO₂" en la tabla.

también el Gravamen Temporal Extraordinario en España (ver Nota 22). Para más información sobre impuestos pagados véase el apartado 7.5 del Informe de gestión consolidado 2023 y el Informe sobre pagos a Administraciones Públicas que publica la Compañía.

⁽⁶⁾ Corresponde a actividades de reparación, conservación y mantenimiento realizadas, principalmente, en los complejos industriales del Grupo.

⁽⁷⁾ El "Consumo neto de derechos de CO₂" disminuye como consecuencia de los menores precios del CO₂ y (actividad complejos industriales), véase Nota 15. Incluye la aplicación del ingreso diferido por consumo de derechos de CO₂ gratuitos por importe de 609 y 610 millones de euros en 2023 y 2022, respectivamente (ver Nota 16)

⁽⁸⁾ Incluye, entre otros, las dotaciones por provisiones (ver Nota 15.1), comisiones de GLP envasado y estaciones de servicio, gastos de procesamiento, recolección en los complejos industriales, mantenimiento de servidores, gastos por seguros, gastos de investigación y desarrollo,...

19.9 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 en los ejercicios 2023 y 2022 a 68 y 59 millones de euros, respectivamente. Los gastos activados correspondientes a las actividades de desarrollo han ascendido a 21 millones de euros en 2023.

De los gastos de investigación y desarrollo de 2023, destacan los correspondiente a los siguiente proyectos:

- *Self-Driving Lab*, en el que tecnologías como la inteligencia artificial, 5G, robótica y el internet de las cosas (*IoT* por sus siglas en inglés) se utilizan para formular lubricantes y combustibles renovables producidos a partir de residuos, de forma mucho más ágil y acelerando además el diseño de nuevas formulaciones.
- El diseño, la fabricación y el suministro del primer lote de gasolina 100% renovable para estaciones de servicio y de combustibles renovables para competición, como el utilizado en el Rally Dakar.
- Etileno Circular (*Plastic2Olefins*): proyecto que 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.

Para más información véase el apartado 7.2.2 del Informe de Gestión consolidado 2023.

19.10 Gastos medioambientales

Las inversiones y gastos identificados como de naturaleza medioambiental, son aquellos cuya finalidad es prevenir, reducir y reparar el impacto medioambiental de nuestras actividades. La calificación se hace conforme a los criterios técnicos del Grupo, basados en las directrices emitidas por el American Petroleum Institute (API).

Los gastos medioambientales, que se registran en el epígrafe "Otros gastos de explotación" (sin considerar los gastos por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂, ver Notas 15 y 16, ni los correspondientes al derrame ocurrido en Perú, véase Nota 15.1), han ascendido a 88 y 82 millones de euros en 2023 y 2022, respectivamente.

En 2023 destacan las actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 20 millones de euros en las instalaciones industriales (29 millones de euros en 2022); la gestión de los residuos por importe de 17 millones de euros (15 millones de euros en 2022); y la gestión del agua por importe de 12 millones de euros (17 millones de euros en 2022).

Por otra parte, se han realizado inversiones medioambientales en 2023 que han ascendido a 228 millones de euros (164 millones de euros calificadas "obra en curso" a 31 de diciembre). Destacan las destinadas a cumplir con los compromisos adquiridos por la Compañía respecto a la transición energética (ahorro de energía, eficiencia energética o uso de residuos como materia prima), a la gestión y optimización del consumo de agua, a la reducción de las emisiones a la atmósfera y a la remediación de suelos⁴⁵.

⁴⁵ En 2023 destacan los proyectos de electrificación de grandes máquinas de los complejos industriales, el proyecto de la nueva planta de producción de biodiesel y biojet en Cartagena, la unidad de producción de biodiesel 100% renovable en Puertollano, los proyectos de producción de polioli y poliolefinas que incorporan material reciclado en Puertollano, proyectos de producción de hidrógeno renovable y una planta piloto para producir combustibles sintéticos en Bilbao.

[20] 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 4.5.1.

20.1 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 4 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 2023, el entorno viene caracterizado por la elevada volatilidad generada por la reapertura tras la pandemia y el enorme shock energético tras la invasión rusa de Ucrania, que han contribuido al mayor repunte de la inflación en más de cuarenta años y a un fuerte tensionamiento de la política monetaria (ver Nota 3.4 y 20.3). 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 2023. 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 de *Oil & Gas*.

- El precio del barril de Brent se revisa a la baja para 2024, como consecuencia del descenso de precios observados a lo largo de 2023. A partir de entonces, la senda de precios se revisa ligeramente al alza asumiendo 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 del gas Henry Hub (HH) se revisa ligeramente a la baja los próximos cinco años, para adecuarla al contexto actual de menores tensiones que las experimentadas en 2022, manteniendo los soportes del precio por la continuidad de las exportaciones de GNL. A partir de 2042, se revisa ligeramente al alza por el ligero cambio en las perspectivas de oferta,

donde 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 2032 y se mantiene después en rangos similares a los de la curva del año anterior, para tener en cuenta los menores precios del gas natural en Europa.
- La senda de precios de los derechos de emisión de CO₂ se ha revisado al alza en 2023 respecto a la de 2022, en torno a 15 dólares tonelada, por la propia evolución del mercado (ver Nota 4.5.1).

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

Precios en términos reales⁽¹⁾ 2023	2024-2050⁽²⁾	2024	2025	2026	2027	2028	2029-2050⁽³⁾
Brent (\$/ barril)	72,2	78,4	81,4	80,5	79,7	78,9	70,5
WTI (\$/ barril)	70,1	75,5	78,5	77,7	77,0	76,2	68,6
HH (\$/ Mbtu)	3,3	3,3	3,6	3,5	3,5	3,5	3,2
Pool eléctrico (€/MWh)	59,9	98,1	93,4	85,1	78,7	72,1	54,1
CO ₂ ETS-EU (\$/Tn)	89,3	94,7	92,8	92,4	92,7	92,2	88,4

⁽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 2024-2050.

⁽³⁾ Media de los precios del periodo 2029-2050.

Estas hipótesis consideran la implementación de políticas y compromisos 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 Sostenibilidad de la ONU. 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 4.5.2). Asimismo, estas hipótesis son consistentes con las consideradas para definir la estrategia de Repsol y con los objetivos contemplados en la actualización estratégica publicada en febrero de 2024 (PE24-27). Hay que advertir que el PE 24-27 presenta algunos escenarios de precios con la finalidad de demostrar la capacidad de la Compañía para cumplir con sus objetivos de inversión y remuneración al accionista en diferentes contextos y únicamente para este propósito. En cualquier caso, el escenario más probable y que coincide con la visión de la Compañía sobre los precios futuros es el considerado para la elaboración del test de deterioro, tal y como se explica en la Nota 4.5.1.

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 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 más información véase la Nota 4.5.1.

Tasas de descuento	2023	2022
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN ⁽¹⁾		
América del Norte ⁽²⁾	8,8%	8,5% - 9,1%
Latinoamérica ⁽³⁾	8,8% - 37,6%	8,4% - 37,6%
Europa, África y resto del mundo ⁽³⁾	8,6% - 14,6%	8,1% - 16,9%
INDUSTRIAL ⁽⁴⁾	7,2% - 10,5%	6,8% - 10,7%
CLIENTE ⁽⁴⁾	6,5% - 9,9%	6,7% - 10,4%
GBC ⁽⁴⁾	7% - 8,3%	6,8% - 8,2%

⁽¹⁾ Tasas de descuento en dólares.

⁽²⁾ En 2023 incluye EE.UU. En 2022 incluía también Canadá.

⁽³⁾ En Latinoamérica el rango alto corresponde a Venezuela y en Norte de África a Libia.

⁽⁴⁾ Tasas de descuento en euros y en dólares.

Las tasas de descuento se mantienen en niveles similares a los de 2022, ya que la mayor tasa de interés libre de riesgo, se compensa con el menor riesgo crediticio y, en algunos casos, también con el 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 15%, Industrial 13%, Cliente 14% y GBC 10%.

Deterioros registrados

En 2023 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
Baja del fondo de comercio	11	(371)
Deterioro reversible de inmovilizado intangible ⁽¹⁾	11	(21)
Reversión del inmovilizado material ⁽¹⁾	12	137
Deterioros reversibles de inversiones contabilizadas por el método de la participación ⁽²⁾	13	(484)
Ajuste de activos por impuesto diferido	22	(727)

⁽¹⁾ No se incluyen deterioros de inversiones exploratorias no exitosas reconocidos en el transcurso normal de las operaciones (ver Nota 19.6) por importe de -24 millones de euros (reconocidas en "Otro inmovilizado intangible") y 2 millones de euros (reconocidas en "Inversiones de exploración" del Inmovilizado material).

⁽²⁾ Antes de impuestos.

Las dotaciones, netas de reversiones, han ascendido a -739 millones de euros antes de impuestos (-1.793 millones de euros después de impuestos)⁴⁶. Las principales UGEs sujetas a dotaciones o reversiones de deterioro son:

- Varios activos del segmento de Exploración y Producción. Se reconocen deterioros netos por importe de -895 millones de euros, fundamentalmente en: (i) Norteamérica (62 millones de euros) por las reversiones de deterioro de los activos vendidos en Canadá, parcialmente compensadas por los deterioros en ciertos activos de USA por el impacto que los menores precios del gas y las mayores inversiones han tenido sobre los activos productivos; (ii) Latinoamérica (-603 millones de euros) principalmente en Trinidad y Tobago, Colombia y Venezuela por los menores precios previstos del gas y la menor actividad por el declino natural de campos; (iii) deterioro del Fondo de comercio de ROGCI (-370 millones de euros) tras la salida de Canadá y la liquidación de ROGCI.
- Refinerías en España. Se ha registrado una reversión de deterioros reconocidos en ejercicios anteriores por importe de +725 millones de euros antes de impuestos. La reversión se produce como consecuencia de las mejores expectativas de destilación y márgenes de producción (co-procesado para la fabricación de biocombustibles), en buena parte compensado por el negativo impacto estimado de la extensión del Gravamen Temporal Energético (ver Nota 22.1.c.3) y el aumento del coste de capital (tasa de descuento 9,0%, desde 8,4% en 2022).

La recuperación de la demanda y el contexto geopolítico han impulsado en los dos últimos años el fortalecimiento de los márgenes industriales (que se refleja en el valor recuperable de los activos actuales en el test de deterioro de 2023). Sin embargo, otras dinámicas son negativas, como las políticas públicas que restan competitividad a la industria del refino en España (gravámenes temporales sobre las empresas energéticas; ver Nota 22.1.c.3), o las restricciones en la oferta de crudos pesados que afectan al impacto en las alternativas de abastecimiento de las refinerías.

- Activos e inversiones del negocio de Química. Se reconocen deterioros por importe de -528 millones de euros antes de impuestos. Fundamentalmente en España, afectada por el deterioro de la situación en los mercados internacionales, que ha derrumbado los márgenes y la demanda de los productos y por el peor marco para la actividad industrial en España (Gravamen Temporal Energético) y costes energéticos.

El contexto de incertidumbre geopolítico y las negativas dinámicas de la industria química desde mediados del 2022, han llevado a revisar a la baja la previsión futura de los márgenes y demanda.

El valor recuperable de los activos deteriorados asciende aproximadamente a 9.881 millones de euros.

Adicionalmente, en 2023 se han minorado activos por impuesto diferido en EE.UU., Argelia y México en -727 millones de euros (ver Nota 22).

⁴⁶ En 2022 las dotaciones, netas de reversiones, ascendieron a -2.598 millones de euros antes de impuestos (-1.755 millones de euros después de impuestos).

20.2 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 %	1.714	1.819
	10 %	911	931
	(10) %	(2.381)	(2.329)
	(20) %	(4.806)	(4.345)
Variación en la producción de hidrocarburos	10 %	791	817
	(10) %	(2.040)	(2.096)
Variación en los precios (+/-20%) y la producción de hidrocarburos (+/-10%)	+	2.232	2.517
	-	(6.680)	(5.985)
Variación en los márgenes de Industrial, Cliente y GBC	10 %	713	566
	(10) %	(1.500)	(1.164)
Variación en la tasa de descuento	+100 p.b.	(1.602)	(1.224)
	-100 p.b.	1.249	931

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

Adicionalmente, atendiendo a las demandas de algunos usuarios de información, también se informa del impacto que resultaría del test de deterioro si se utilizaran las 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 2023*⁴⁷, que supondrían deterioros adicionales en torno a 5.400 millones de euros después de impuestos.

20.3 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.

Invasión rusa de Ucrania

Tras la invasión rusa de Ucrania que comenzó el 24 de febrero de 2022, las economías de todo el mundo, incluidos los Estados Unidos, la Unión Europea y el Reino Unido, anunciaron la imposición de sanciones comerciales dirigidas a personas, empresas e instituciones rusas. Tales sanciones, así como las contrasanciones impuestas por Rusia, han desencadenado una reducción significativa de las operaciones comerciales entre estas economías y Rusia, lo que ha llevado a un aumento de los precios de las materias primas en los mercados mundiales de petróleo, gas natural y trigo, entre otros productos, así como presiones inflacionarias exacerbadas, cuellos de botella en la cadena de suministro y volatilidad en los mercados financieros y de materias primas.

El Banco Central Europeo (BCE) ha elevado sus proyecciones de inflación y ha recortado su perspectiva de crecimiento, ya que es probable que el conflicto mantenga altos los precios de las materias primas, debilitando el poder adquisitivo de los hogares y la capacidad de inversión de las empresas. En respuesta al aumento de inflación, el BCE también ha decidido modificar su política monetaria, reduciendo su programa de compra de bonos y subiendo los tipos de interés. La menor confianza y actividad de las empresas y los consumidores, así como la presión inflacionaria impulsada por la energía, ha generado una desaceleración de la economía mundial que aún se está recuperando de los efectos de la pandemia de COVID-19.

⁴⁷ Dichas sendas consideran unos precios en términos reales de 45 \$/bbl en 2030 y 27\$/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.

A pesar de que el Grupo no tiene exposición patrimonial, ni posición comercial significativa en estos países tras la desinversión de todos sus activos en Rusia en 2021, Repsol está expuesto a riesgos indirectos derivados del nuevo escenario macroeconómico marcado por la guerra (prohibición de operaciones en el marco de políticas sancionadoras, medidas de regulación e intervención en los mercados energéticos (ver Anexo III), cambio de las políticas monetarias de los bancos centrales, que supongan incremento significativo de los tipos de interés (véase Nota 10), y por tanto de las tasas de descuento (ver Nota 20).

Resulta difícil predecir en qué medida y durante cuánto tiempo afectará la guerra en el futuro. La evolución de la guerra, las políticas financieras y fiscales que se adopten por los gobiernos condicionarán el alcance y duración tanto de la crisis como de la recuperación posterior.

Conflicto en el Mar Rojo

Desde el 7 de octubre, 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.

El grupo está utilizando drones para atacar buques que cree están entregando mercancías 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 está empujando 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. Este viaje más largo aumenta los costes del combustible, el de los fletes, reduce la eficiencia del envío, repercutiendo en los precios de los bienes transportados.

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.

La prima de riesgo sobre el precio del crudo se sitúa en una banda alrededor de los 5 \$/bl, que sube o baja dependiendo de la intensidad de los ataques. Sin embargo, el mercado de combustibles, sobre todo el más afectados por este conflicto, llegando a alcanzar a principios de febrero su nivel más alto en tres meses, ya que los desvíos en torno a África han desestabilizado las líneas de suministro a Europa, que de por sí ya eran complicadas por la invasión rusa en Ucrania.

Con respecto a las repercusiones macroeconómicas, el aumento de hasta el 400% en los costes de envío de Asia a Europa y del 100% de Asia a Estados Unidos, ha avivado las preocupaciones sobre 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, el escenario ahora es muy diferente. El aumento actual en los costes de transporte no deriva de 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 actuales 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, han mejorado las perspectivas como consecuencia de la mejora de la situación política y social y de la reciente relajación de las medidas coercitivas⁴⁸ del Gobierno de EE.UU. a Venezuela. En este sentido, Repsol y PDVSA han firmado 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.

⁴⁸ La emisión por parte de la OFAC de la Licencia General 44 como consecuencia de los acuerdos alcanzados entre el régimen venezolano y la oposición en octubre 2023.

La exposición patrimonial⁴⁹ total de Repsol en Venezuela a 31 de diciembre de 2023 asciende a 259 millones de euros (411 millones de euros a 31 de diciembre de 2022), que incluye fundamentalmente la financiación otorgada a sus empresas filiales venezolanas (ver Nota 8 y 13), la inversión en Cardón IV (ver Nota 13) y las cuentas a cobrar con PDVSA (ver Notas 14 y 17).

Aunque con una mejoría de las expectativas futuras, en 2023 se mantiene la crisis política y económica descrita en la Nota 20.3 de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2022. El PIB⁵⁰ ha disminuido en un 0,7% en 2023 y la inflación sigue siendo muy alta, alcanzando un 190%⁵¹ en 2023 y se prevé un 200% para 2024. La producción petrolera, que se ha reducido significativamente en los últimos años, se ha recuperado tímidamente durante 2023 y se ha producido una devaluación importante de la divisa venezolana (39,904 €/Bs frente a los 18,423 €/Bs de 31 de diciembre de 2022, tipo de cambio SIMECA⁵²), si bien esta devaluación 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 americano⁵³ (ver Nota 13).

En relación con las sanciones internacionales que afectan al gobierno venezolano y a PDVSA y sus filiales, destaca en el año el otorgamiento de la Licencia General 44, emitida el 18 de octubre de 2023 por la Office of Foreign Assets Control ("OFAC"), en virtud de la cual el Gobierno de los EE.UU autoriza a cualquier compañía del sector petrolero y gasista a realizar operaciones en Venezuela durante un período de 6 meses. Esta licencia supone un alivio temporal del régimen de sanciones, a raíz del acuerdo llegado por el Gobierno venezolano con la oposición y condicionado a que el Gobierno venezolano cumpla sus compromisos de garantizar unas elecciones presidenciales democráticas y libres (en 2024), además de otras cuestiones como la liberación de presos políticos. En la medida que el Gobierno venezolano cumpla su palabra, la licencia sería prorrogable una vez venza en abril de 2024.

El pasado 30 de enero de 2024, el Gobierno de los Estados Unidos anunció que, en ausencia de avances entre Maduro y sus representantes y la Plataforma Unitaria de la oposición, especialmente en lo que respecta a permitir que todos los candidatos presidenciales compitan en las elecciones de este año, Estados Unidos no renovará la LG 44, "Autorización de Transacciones Relacionadas con Operaciones del Sector Petrolero o Gasífero en Venezuela", cuando expire el 18 de abril de 2024. Repsol está analizando actualmente estos nuevos acontecimientos para comprender adecuadamente su alcance y mitigar su impacto en los planes de negocio en el país.

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.

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 4.5, 10.3 y 13).

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 está a su vez ponderada en función de información histórica de *defaults* soberanos (Informe Moody's "Sovereign Default and recovery rates 1983-2022") 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.

Como consecuencia de ello, el Grupo ha reconocido en 2023 provisiones por el perfil de crédito de PDVSA y por el difícil entorno de los negocios en Venezuela, afectando al valor de los instrumentos de financiación y cuentas a cobrar a PDVSA (-34 millones de euros, ver Notas 8, 14 y 17)⁵⁴ así como al valor de las inversiones contabilizadas por el método de la participación (-295 millones de euros, ver Nota 13).

⁴⁹ 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.

⁵⁰ Fuente: Estimado del Fondo Monetario Internacional.

⁵¹ Valores estimados según Índice Nacional de Precios de la Asamblea Nacional (INPCAN).

⁵² Tipo de cambio de referencia SIMECA (Sistema del Mercado Cambiario).

⁵³ 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 euro no es significativo).

⁵⁴ Reconocidos en los epígrafes de "(Dotación)/Reversión por deterioro" (riesgo de crédito, ver Notas 10.3 y 19.4) y de "Deterioro de instrumentos financieros" (ver Nota 21), de la cuenta de pérdidas y ganancias.

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 2023 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 2023 ascienden a 47 millones de barriles equivalentes de petróleo. En torno al 65% 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 participa en el proyecto con un 37,5%, operando junto con Shell (37,5%), y Pan American Energy (25%).

La exposición patrimonial de Repsol en Bolivia a 31 de diciembre de 2023 asciende a unos 466 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 estabilidad económica del país se ha visto afectada por el impacto financiero de la caída de las reservas internacionales del Banco Central de Bolivia, generado principalmente por los altos precios internacionales de los combustibles que deben ser importados por el Estado, los cuales se comercializan en el mercado local a precios subsidiados. La reducción de dichas reservas ha provocado un incremento de las comisiones bancarias por las remesas de fondos al exterior. Adicionalmente, la escasez de reservas podría impactar en la capacidad de pago de obligaciones por parte del Estado, entre ellas la Retribución del Titular de los Contratos de Operación, aspecto mitigado en parte por los acuerdos integrantes de los propios Contratos de Operación, además de la condición estratégica de la industria de hidrocarburos como fuente de generación de divisas para el país.

Respecto a la situación política, existen divisiones internas dentro del partido de gobierno, lo que dificulta la tramitación de leyes en el Congreso y la operativa básica de la administración. Esta división se ha trasladado a las calles, donde se han producido bloqueos de carreteras por parte de sectores que reclaman la convocatoria de elecciones. Esta situación ha provocado dificultades en la distribución y comercialización de combustibles en el mercado interno, generando un impacto económico negativo para el país.

La producción neta media en Bolivia en 2023 ha alcanzado los 30,8 miles de barriles equivalentes de petróleo día (33,1 miles de barriles equivalentes de petróleo al día durante el mismo período de 2022).

Argelia

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

Hasta octubre de 2023, Repsol participaba en el proyecto con un 29,25%, operando conjuntamente con la empresa estatal argelina Sonatrach (40%), la alemana Wintershall Dea AG (19,5%) y la italiana Edison Reggane SPA (11,25%). El 11 de octubre, se ha materializado la operación de compraventa por la cual Edison vendió su participación a Repsol y Wintershall Dea AG, aumentando estos su % de participación hasta el 36% y 24%, respectivamente.

En 2023 se ha firmado un nuevo contrato por el Bloque 405a que permite la extensión de las operaciones por 25 años con opción de 10 años adicionales. Actualmente dicho contrato se encuentra pendiente de aprobación en Consejo de Ministros argelino y pendiente de publicación en la Gaceta Oficial argelina, momento en el que entraría en vigor dicho contrato.

Las reservas probadas netas estimadas a 31 de diciembre de 2023 ascienden a 21,1 millones de barriles equivalentes de petróleo. De la cifra de reservas probadas netas, en torno al 83% 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 2023 asciende a unos 277 millones de euros (incluyendo fundamentalmente el inmovilizado material a dicha fecha).

Respecto a la situación geopolítica, en junio de 2022, el Gobierno argelino a través de la Asociación de Bancos y Entidades Financieras ordenó a las entidades financieras del país, la congelación de las domiciliaciones bancarias en todas las operaciones de comercio exterior de productos con origen y destino en España y rompió el "Tratado de Amistad, Buena Vecindad y Cooperación" firmado entre ambos países. Con la restitución del embajador argelino en España en noviembre de 2023, se da por terminado el distanciamiento diplomático. Durante el ejercicio 2023 no se ha tenido mayor impacto en la operación en lo referente a este conflicto.

La producción neta media en Argelia en 2023 ha alcanzado los 11,0 miles de barriles equivalentes de petróleo al día provenientes de los bloques Reggane Nord y 405a (12,3 miles de barriles equivalentes de petróleo al día en 2022).

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 2023 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 2022 ascienden a 101,2 millones de barriles equivalentes de petróleo.

La exposición patrimonial de Repsol en Libia a 31 de diciembre de 2023 asciende a unos 511 millones de euros (incluyendo fundamentalmente el inmovilizado material a dicha fecha).

En el país continúa la coexistencia de dos gobiernos: el gobierno del Este y el Gobierno de Unidad Nacional en el Oeste. El gobierno en el Oeste tiene el reconocimiento de Naciones Unidas y los países occidentales, y mantiene el control de Trípoli a través de diversas milicias que supervisan la seguridad y condicionan la acción de gobierno. El parlamento libio sigue basado en Tobruk y se mantiene alineado con el gobierno de Benghazi. Éste, por su parte, ejerce el control del 80% del territorio libio a través del llamado Ejército Nacional Libio, a las órdenes del mariscal Haftar.

Tras el fracaso de la celebración de las elecciones presidenciales en diciembre de 2021, auspiciadas por la ONU, el nuevo enviado especial de la ONU para Libia y presidente de la Misión de Apoyo de las Naciones Unidas en Libia, ha creado un comité de alto nivel entre la Cámara de Representantes y el Alto Consejo de Estado para lograr acuerdos mínimos que permitan la realización de elecciones presidenciales y parlamentarias. Adicionalmente, Naciones Unidas ha impulsado la reconstitución del llamado Foro de Diálogo Político, como intento internacional de superar el bloqueo mediante la designación directa de 40 personas de nacionalidad libia procedentes de diversos sectores, con objeto de allanar el camino hacia las elecciones. Sin embargo, el Primer Ministro ha decidido no dimitir antes de la celebración de las elecciones, como requerían.

El cese al fuego continúa en el país. El enviado especial de Naciones Unidas para Libia, ha reconocido los avances en los procesos DDR (desarme, desmovilización y reintegración). El equilibrio entre las milicias en un momento en que la bonanza de los precios del petróleo garantizan ingresos a esos grupos aleja de momento el recrudecimiento de enfrentamientos, pero una caída del precio del crudo incrementaría las tensiones entre milicias, así como entre los países que alientan el conflicto a través de sus representantes locales.

Durante el año 2023, la producción en el campo El Sharara se ha interrumpido en una sola ocasión, durante 24 horas. El 3 de enero de 2024 la producción se ha interrumpido por motivos de seguridad, declarándose fuerza mayor el 7 de enero de 2024, y restaurándose la producción de nuevo el 21 de enero. La producción neta media de petróleo crudo de Repsol en Libia en 2023 ha ascendido a 32,9 miles de barriles de petróleo al día (28,6 miles de barriles de petróleo al día en 2022).

[21] Resultado financiero

El detalle por naturaleza de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2023 y 2022 ha sido el siguiente:

Resultado financiero	Millones de euros	
	2023	2022
Ingresos financieros	425	157
Gastos financieros	(279)	(238)
Intereses netos ⁽¹⁾	146	(81)
Por tipo de interés	81	129
Por tipo de cambio	(222)	470
Otras posiciones	9	342
Variación de valor razonable en instrumentos financieros ⁽²⁾	(132)	941
Diferencias de cambio ⁽³⁾	242	(434)
Deterioro de instrumentos financieros ⁽⁴⁾	(114)	49
Actualización financiera de provisiones	(128)	(75)
Intereses intercalarios	158	70
Intereses arrendamientos ⁽⁵⁾	(171)	(177)
Otros	36	38
Otros ingresos y gastos financieros	(105)	(144)
RESULTADO FINANCIERO	37	331

⁽¹⁾ Incluye ingresos por intereses por instrumentos financieros valorados a coste amortizado por importe de 425 millones de euros (157 millones de euros en 2022).

⁽²⁾ Incluye los resultados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados (ver Nota 9). En "Otras posiciones" se incluye los resultados por valoración y liquidación de derivados sobre acciones en autocartera (ver Notas 6.2 y 9).

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

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

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

El resultado financiero es inferior al de 2022. La peor valoración por derivados sobre autocartera (ver Nota 9) y posiciones de tipo de interés y de tipo de cambio dólar/euro reconocidos en el epígrafe de "Variación de valor razonable en instrumentos financieros" se ha visto mitigada por "Diferencias de cambio" positivas y por unos mayores "Ingresos financieros" por la rentabilidad obtenida de la elevada liquidez del Grupo.

[22] 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.

22.1 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 6/8o 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 2023 es de 114, siendo las más significativas las siguientes: 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 del Impuesto sobre Sociedades de Vizcaya. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo en el ejercicio 2023 es de 9, siendo las más significativas las siguientes: 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 2023 a un tipo general de gravamen del 25%, excepto el grupo Petronor que, en virtud de la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 24%.

b) En el resto de países

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

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

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

País	Tipo de Gravamen	País	Tipo de Gravamen
Argelia ⁽¹⁾	38%	México	30%
Bolivia	25%	Noruega	78%
Brasil	34%	Países Bajos	25,8%
Chile	27%	Perú ⁽⁵⁾	29,5%
Colombia ⁽²⁾	35%	Portugal	22,5% - 31,5%
Estados Unidos ⁽³⁾	21%	Reino Unido ⁽⁶⁾	40%
Indonesia	32,5% - 44%	Singapur	17%
Italia ⁽⁴⁾	24%	Trinidad y Tobago	55% - 57,2%
Libia	65%	Venezuela	34% (Gas) y 50% (Petróleo)
Luxemburgo	25%		

⁽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⁾ No incluye el *Energy Profit Levy* (tipo 35% de 2023 a 2028).

c) Novedades en el marco normativo fiscal

c.1) *Principales reformas fiscales del período:*

- En España, en diciembre de 2022, la Ley 38/2022, de 27 de diciembre de 2022, por la que, entre otros, se modificó la Ley del Impuesto sobre Sociedades con efectos 1 de enero de 2023, introduce una limitación temporal del 50% en la compensación de pérdidas en grupos de consolidación fiscal. El importe de las bases impositivas negativas individuales no incluidas en la base imponible del grupo de consolidación fiscal se integrará, por partes iguales, en los diez períodos impositivos que se inicien a partir del 1 de enero de 2024.
- En EE.UU., el gobierno cambió las reglas del juego en el desarrollo de las energías renovables con la aprobación, en agosto 2022, de la Inflation Reduction Act (“IRA”). La IRA ofrece un marco jurídico estable para inversores extranjeros y nacionales, apostando por la neutralidad tecnológica, y ayudando a reducir progresivamente la dependencia asiática en la cadena de suministros. En concreto, incrementa las deducciones fiscales de forma que podrían financiar entre el 30% y el 70% de las inversiones y posibilita la monetización inmediata de dichos créditos.
- En Portugal, se aprobó un Incentivo a la Capitalización de las Empresas que permite reducir la base imponible del Impuesto sobre Sociedades en el 4,5% del incremento neto de los fondos propios.

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

En octubre de 2021, 137 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 han aprobado una Directiva, basada sustancialmente en las reglas modelo de la OCDE, que deberá transponerse a la legislación nacional de cada Estado antes de finales de 2023, para su entrada en vigor en el ejercicio fiscal 2024.

La evolución de la implantación local del impuesto mínimo en los países donde el Grupo Repsol tiene presencia es la siguiente: a) Italia, Luxemburgo, Noruega, Países Bajos y Reino Unido ya han aprobado normativa nacional, b) España y Portugal están en proceso de tramitación, c) en el resto de países (Brasil, Estados Unidos, Indonesia, Perú, Trinidad y Tobago...) aún se desconoce si se implementará esta normativa localmente. 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, 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 casos puntuales, supuestos de doble imposición.

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 deben satisfacer determinados operadores del sector energético durante dos años. 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 de 2023, ha previsto la prórroga para 2024 del GTE y el establecimiento de un incentivo por inversiones, así como su reconfiguración durante 2024 para su plena integración en el sistema tributario.

El GTE correspondiente a las operaciones realizadas en 2022 se ha registrado, de acuerdo con el criterio manifestado por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), como gasto el 1 de enero de 2023, por importe de 443 millones, habiéndose pagado en febrero y septiembre de 2023 (efecto mitigado por la reversión parcial del deterioro en Refino España al haberse tenido en cuenta en su test de deterioro; ver Nota 20). En las cuentas se ha aplicado el mencionado criterio contable de la CNMV, aunque en opinión de la compañía no es consistente ni con las características sustanciales del gravamen ni con los principios de la información financiera, pues al tratarse de un gravamen que recae sobre los ingresos de un ejercicio y cuyo pago es cierto al final del mismo, debería registrarse como gasto en 2022 y 2023, no al año siguiente.

Siguiendo este mismo criterio de la CNMV, el GTE correspondiente a las operaciones realizadas en 2023, que se estima en unos 350 millones de euros, se registrará contablemente como gasto el 1 de enero de 2024.

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 22.4).

22.2 Gasto devengado contablemente por impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el impuesto sobre beneficios para los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente:

Gasto por impuesto sobre beneficios	Millones de euros	
	2023	2022
Impuesto corriente por resultados del ejercicio ⁽¹⁾	(1.250)	(2.349)
Impuesto diferido del ejercicio ⁽²⁾	733	(364)
Ajustes de ejercicios anteriores y otras regularizaciones ⁽³⁾	(564)	(122)
Total (gasto)/ ingreso por impuesto sobre beneficios	(1.081)	(2.835)

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

⁽²⁾ Gasto 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	
	2023	2022
Resultado antes de Impuesto sobre beneficios (IS)	4.365	7.180
Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	34	989
Resultado antes de IS y de resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	4.331	6.191
Tipo nominal general del IS en España	25%	25%
(Gasto) / Ingreso por IS al tipo nominal general español	(1.083)	(1.547)
Mayor gasto por IS adicional por ajuste a tipos nominales diferentes al general español ⁽¹⁾	(575)	(855)
Mayor gasto por IS derivado de gastos no deducibles ⁽²⁾	(183)	(328)
Menor gasto por IS por aplicación de mecanismos para evitar la doble imposición ⁽³⁾	270	5
Menor gasto por IS por aplicación de deducciones e incentivos fiscales ⁽⁴⁾	33	30
Ingreso por IS por ajustes sobre impuestos diferidos ⁽⁵⁾	1.434	136
Gasto por IS por dotación de provisiones por riesgos fiscales	(1.032)	(115)
Otros ⁽⁶⁾	55	(161)
(Gasto) / Ingreso por IS	(1.081)	(2.835)

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

⁽²⁾ Corresponde a provisiones y gastos contables no deducibles fiscalmente (entre otros, el gravamen temporal energético español).

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

⁽⁴⁾ Corresponde principalmente a la aplicación del régimen de tonelaje en España.

⁽⁵⁾ Incluye fundamentalmente el reconocimiento de activos por impuesto diferido por deterioros contables de ejercicios anteriores deducibles fiscalmente, y la regularización, tras revisión de su recuperabilidad, de activos por impuestos diferidos en EE.UU., México y Argelia (ver Nota 20.1).

⁽⁶⁾ Incluye principalmente ajustes/ pagos por impuesto sobre beneficios de ejercicios anteriores y costes fiscales (*withholding tax*) por reparto de dividendos.

22.3 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	
	2023	2022
Bases imponibles negativas por pérdidas, deducciones y similares (pendientes de aplicar)	4.035	2.303
Diferencias entre amortizaciones contables y fiscales	(2.154)	(1.445)
Provisiones por desmantelamiento de campos (pendientes de aplicar)	1.041	304
Provisiones para el personal y otras (pendientes de aplicar)	926	643
Otros impuestos diferidos	51	221
Total impuesto diferido	3.899	2.026
Provisiones por riesgos relacionados con el impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾	(2.551)	(1.463)
Impuesto diferido neto y otros fiscales	1.348	563

⁽¹⁾ El movimiento de las provisiones por riesgos relacionados con el impuesto sobre beneficios es el siguiente: (i) dotaciones con cargo a resultado -1.057 millones de euros, (ii) pagos/reclasificaciones -41 millones de euros, y (iii) diferencias de conversión y otros 9 millones de euros.

A continuación, se desglosa el movimiento en el ejercicio 2023 de impuestos diferidos:

Millones de euros	2023	2022
Saldo al inicio del ejercicio	2.026	2.188
Ingreso/(Gasto) cuenta de pérdidas y ganancias	1.411	(340)
Ingreso/(Gasto) en Patrimonio Neto	(54)	102
Diferencias de conversión de saldos en moneda extranjera	(47)	79
Otros ⁽¹⁾	563	(3)
Saldo al cierre del ejercicio	3.899	2.026

⁽¹⁾ Corresponde principalmente a impuestos diferidos por la integración de Repsol Resources UK (ver Nota 13), y la adquisición de Asterion Energies S.L. (ver nota 11).

En 2023, se han reconocido activos por impuestos diferidos en España (914 millones de euros) por pérdidas fiscales generadas en el ejercicio afectadas por la limitación temporal del 50% en la compensación de pérdidas en grupos de consolidación fiscal, en Reino Unido (777 millones de euros) por la integración de Repsol Resources UK (ver Nota 13) y en Luxemburgo (230 millones de euros) por mejora en la expectativa de resultados futuros. Por otro lado, tras la revisión efectuada por el Grupo para el test de deterioro de los activos (ver Nota 20.1) se han regularizado créditos fiscales en EE.UU., México y Argelia.

b) Activos y otros créditos fiscales

Los activos fiscales registrados correspondientes a bases imponibles negativas, deducciones y similares (pendientes de aplicar), que ascienden a 4.035 millones de euros, corresponden principalmente a:

País	Millones de euros	Caducidad legal	Estimación recuperabilidad
España ^{(1) (2)}	2.701	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Reino Unido	594	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Luxemburgo	347	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Estados Unidos	320	20 años / sin límite temporal	En su mayoría, en 10 años
Argelia	49	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Portugal	19	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Resto	5	-	-
Total	4.035		

(1) Incluye, entre otras bases imponibles negativas, las generadas en el ejercicio 2023 afectadas por la limitación temporal del 50% en la compensación de pérdidas en grupos de consolidación fiscal establecido por la Ley 38/2022.

(2) No se tienen en cuenta los posibles impactos 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 (ver Nota 22.4).

c) Activos por impuestos diferidos no registrados

A continuación se desglosan los activos por impuestos diferidos netos no registrados al cierre del ejercicio 2023:

País	Millones de euros	Apertura por concepto		
		Bases imponibles negativas	Deducciones	Otros impuestos diferidos
Luxemburgo	2.625	2.625	—	—
Reino Unido	1.302	1.103	—	199
Estados Unidos	1.100	976	—	124
España ⁽¹⁾	655	207	164	284
Canadá	249	1	—	248
Argelia	62	62	—	—
México	74	74	—	—
Países Bajos	9	9	—	—
Singapur	9	9	—	—
Venezuela	8	—	—	8
Brasil	1	1	—	—
Colombia	1	0	—	1
Bolivia	1	1	—	—
Total ⁽²⁾	6.096	5.068	164	864

NOTA: El importe correspondiente a 2022 ascendía a 5.121 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 y 94 millones de euros al cierre de 2023 y 2022, respectivamente).

⁽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 578 millones de euros: (i) Venezuela 460 millones de euros, (ii) Trinidad y Tobago 112 millones de euros, (iii) España 4 millones de euros y (iv) Bolivia 2 millones de euros.

22.4 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. 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.

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	2019 - 2023	Luxemburgo	2019 - 2023
Bolivia	2016 - 2023	México	2019 - 2023
Brasil	2018 - 2023	Noruega	2018 - 2023
Chile	2020 - 2023	Países Bajos	2020 - 2023
Colombia	2018 - 2023	Perú	2020 - 2023
España	2021 - 2023	Portugal	2020 - 2023
Estados Unidos	2020 - 2023	Reino Unido	2018 - 2023
Indonesia	2019 - 2023	Singapur	2018 - 2023
Italia	2017 - 2023	Trinidad y Tobago	2017 - 2023
Libia	2015 - 2023	Venezuela	2017 - 2023

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 2023, el Grupo tiene registrados 2.551 millones de euros por posiciones fiscales inciertas en impuestos sobre beneficios (1.463 millones de euros a 31 de diciembre de 2022). Adicionalmente, tiene reconocidas provisiones fiscales por

importe de 396 millones de euros (240 millones de euros a 31 de diciembre de 2022), que se presentan en el epígrafe de "Otras provisiones" en la Nota 15.

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

- *Bolivia*. YPFB Andina, S.A. (ver Nota 13) mantiene un litigio sobre la deducibilidad de los pagos por regalías y participaciones hidrocarburíferas en el Impuesto a las Utilidades de la Empresa. Tras una sentencia desfavorable en primera instancia, recayó una decisión favorable en segunda instancia judicial que fue impugnada por la Administración Tributaria ante el Tribunal Supremo. El 16 de enero de 2024, este Tribunal ha considerado infundado el recurso de casación presentado por la Administración (el fallo no es aún definitivo, ya que es susceptible de recurso).
- *Brasil*. Petrobras, como operadora de los consorcios Albacora Leste (actualmente operada por Petro Rio), BMS 7, BMES 21 y BMS 9 en los que Repsol participa o participaba (en un 6%, 22%, 7% y 15%, neto Repsol, respectivamente), recibió reclamaciones administrativas por varios impuestos (IRRF, CIDE y PIS/COFINS)⁵⁵ (ejercicios 2008 a 2013) en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de plataformas de exploración y servicios relacionados.

Asimismo, Repsol Sinopec Brasil, S.A. (RSB, ver Nota 13) recibió reclamaciones de la Administración tributaria por los mismos conceptos e impuestos (ejercicios 2009 y 2011) en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de embarcaciones de exploración y servicios relacionados.

Los anteriores litigios se circunscriben actualmente al CIDE 2009 y al CIDE y PIS/COFINS 2011. Estos casos se encuentran recurridos en primera instancia judicial, y para el supuesto del CIDE 2009 ha recaído decisión preliminar desfavorable sobre la que se ha interpuesto una solicitud de aclaración ante el mismo Tribunal. La Compañía considera que su actuación es conforme a Derecho y se ajusta a la práctica del sector.

Por otra parte, RSB recibió en 2021 y 2022 actas regularizando el precio aplicado por Agri, B.V. y Guara, B.V. (ejercicios 2016 y 2017) y Lapa, B.V. (ejercicio 2017), en la contratación de plataformas de perforación y extracción. En octubre de 2023, le fue notificada un acta por el mismo concepto para el ejercicio 2018. La Compañía ha recurrido dichas regularizaciones por considerar que la metodología de determinación del precio de los servicios es correcta y conforme a derecho, obteniendo resoluciones favorables en primera instancia administrativa respecto de los ejercicios 2016 y 2017.

- *España*. Actualmente continúan abiertos procedimientos relativos a los siguientes ejercicios del Impuesto sobre Sociedades:
 - Inspección de los ejercicios 2006 a 2009. Los asuntos discutidos 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 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 resolución por parte de la Audiencia Nacional.
 - Inspección 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. Actualmente, el pleito está pendiente de resolución por parte de la Audiencia Nacional.
 - Inspección 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 los créditos fiscales por actividades e inversiones en el extranjero y se mantiene la discusión sobre la aplicación de los límites en la utilización de los créditos fiscales establecidos por el Real Decreto-ley 3/2016.

⁵⁵ IRRF: Imposto de Renda Retido na Fonte, CIDE: Contribuição sobre Intervenção no Domínio Econômico, PIS: Programa de Integração Social PIS y COFINS: Contribuição para o financiamento da seguridade social.

La Compañía mantiene además múltiples pleitos relativos a solicitudes de devolución por la aplicación de normas tributarias que considera ilegales, inconstitucionales o contrarias al Derecho de la Unión Europea, tanto en el ámbito de la imposición directa (por ejemplo, Real Decreto-ley 3/2016, que tras la sentencia del Tribunal Constitucional que anula la norma deberían ser estimados), como de la imposición indirecta vinculada a la energía (por ejemplo, tipo autonómico del Impuesto sobre Hidrocarburos). En particular, Repsol ha recurrido y pedido la devolución del Gravamen Temporal Energético por vulnerar la Constitución Española y el Derecho de la Unión Europea (se ha presentado recurso ante la Audiencia Nacional frente a la Orden Ministerial que desarrolla la Ley 38/2022 y se han iniciado ante la AEAT los procedimientos de solicitud de devolución de los importes ingresados por este gravamen).

- *Indonesia*. Las autoridades fiscales de Indonesia vienen cuestionando la aplicación del tipo reducido del "branch profit tax" establecido en los convenios para evitar la doble imposición a los establecimientos permanentes que el Grupo tiene en el país. La Compañía considera que su actuación se ajusta a la práctica del sector y es conforme a Derecho, y por tanto, ha interpuesto recursos que se encuentran en fase administrativa o en vía judicial.
- *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 podría ser 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.

[23] Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2023 y 2022 es el que se detalla a continuación:

Beneficio por acción (BPA)	2023	2022
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	3.168	4.251
Ajuste del gasto por intereses del bono perpetuo subordinado (millones de euros)	(60)	(60)
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones)	1.264	1.414
BPA básico y diluido (euros/acción)	2,46	2,96

FLUJOS DE EFECTIVO

[24] Flujos de efectivo

24.1 Flujos de efectivo de las actividades de explotación

Durante 2023 el flujo de efectivo procedente de las actividades de explotación ha ascendido a 6.511 millones de euros frente a los 7.832 millones de euros de 2022. 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	
		2023	2022
Resultado antes de impuestos		4.365	7.180
Ajustes al resultado:		3.401	4.026
Amortización del inmovilizado	4, 11 y 12	2.436	2.339
Provisiones de explotación y pérdidas por deterioro	10,3, 11, 12, 15 y 20	1.277	3.099
Resultado por enajenación de activos	19.7	(4)	(77)
Resultado financiero	21	(37)	(331)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	13	(34)	(989)
Otros ajustes (netos)		(237)	(15)
Cambios en el capital corriente:		878	(1.375)
(Incremento)/Decremento de cuentas a cobrar	17	1.585	248
(Incremento)/Decremento de existencias	16	154	(764)
(Incremento)/Decremento de cuentas por pagar	18	(861)	(859)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(2.133)	(1.999)
Cobros de dividendos		426	753
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾		(1.968)	(2.398)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación ⁽²⁾		(591)	(354)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		6.511	7.832

⁽¹⁾ Para más información de la contribución fiscal del Grupo véase el apartado 7.5 del Informe de gestión consolidado 2023 y en el Anexo V en apartado de "Fiscalidad responsable".

⁽²⁾ Incluye principalmente los pagos por aplicación de provisiones (ver Nota 15).

El descenso en 2023 en este epígrafe se explica principalmente por menores resultados (afectados por la caída de los precios del crudo y del gas en Exploración y Producción y por los menores márgenes en Industrial) y los desembolsos para hacer frente al Gravamen Temporal Energético (443 millones de euros) y para resolver el litigio en EE.UU. relacionado con la compañía Maxus (265 millones de euros). Todo ello se ha visto parcialmente mitigado por una mejora del capital corriente (menores inventarios de los negocios industriales como consecuencia de unos precios del crudo inferiores a los de 2022).

24.2 Flujos de efectivo de las actividades de inversión

En 2023, el flujo de efectivo procedente de las actividades de inversión refleja una salida neta de 5.853 millones de euros, que pone de manifiesto el importante esfuerzo inversor del Grupo en el periodo.

Los pagos por inversiones en "Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias" (4.289 millones de euros) aumentan respecto a los del periodo comparativo, reflejando el incremento de las inversiones en Exploración y Producción (destacando el desarrollo de nuevos pozos e instalaciones en Eagle Ford, Marcellus y Golfo de Méjico en EE.UU.); en Industrial las mejoras (mantenimiento y actualización tecnológica de las refinerías y plantas petroquímicas) y puesta en marcha de importantes proyectos (nueva planta de biocombustibles en Cartagena, ampliación del complejo industrial de Sines en Portugal...); en GBC el desarrollo de proyectos en activos de generación renovable (Frye Solar, Delta II, Outpost, Chile...) y los proyectos de digitalización en todos los ámbitos de la Compañía.

Los pagos por inversiones en "Empresas del Grupo y asociadas" (898 millones de euros), presentan un considerable aumento y reflejan los pagos por la adquisición de Asterion Energies (ver Nota 11), de Inpex Eagle Ford LLC (compañía con activos de gas en producción en Eagle Ford EE.UU.) y de un 85% adicional de Eólica de Taltal, SpA (proyecto renovable eólico en Chile). Los cobros por inversiones en "Empresas del Grupo y asociadas" (659 millones de euros) incluyen fundamentalmente la desinversión en los activos de exploración y producción en Canadá y EE.UU. (ver Nota 19.7).

Los pagos netos en "Otros activos financieros" (2.747 millones de euros) se explican por la constitución y cancelación de depósitos en el periodo.

Para más información véanse los apartados 4 y 5 del Informe de Gestión 2023.

24.3 Flujos de efectivo de las actividades de financiación

Durante 2023, el flujo de efectivo procedente de las actividades de financiación ha supuesto un pago neto de 3.053 millones de euros frente al pago de 2.832 millones de euros en 2022, que se explica por la amortización neta de instrumentos de deuda (bonos de Repsol International Finance, ver Nota 7), cancelación de instrumentos derivados, inversión en autocartera (programa de recompra de acciones y reducción de capital) y desembolsos por el servicio de la deuda y dividendos (ver Nota 6). Estas salidas de caja se han visto parcialmente compensadas por la caja cobrada a la fecha por la venta del 25% del segmento de Exploración y Producción (ver Notas 6.5 y 8).

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			Saldo Final ⁽¹⁾	
	Saldo Inicial ⁽¹⁾	Flujos de efectivo	Flujos distintos de efectivo			
		Efecto tipo de cambio	Cambios en VR	Otros		
Deudas con entidades de crédito	1.137	177	(6)	—	91	1.399
Obligaciones y otros valores negociables	7.816	(1.973)	6	—	100	5.949
Derivados (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	2.923	(617)	(50)	—	715	2.971
Remuneraciones al accionista y bono perpetuo	2.780	(979)	—	—	976	2.777
Acciones y participaciones propias	(3)	(1.283)	—	—	1.278	(8)
Variación de participaciones en sociedades sin pérdida de control	—	2.174	—	—	(2.174)	—
Total pasivos actividades de financiación	16.452	(4.097)	(92)	1.103	1.066	14.432
Derivados (activo)	(500)	1.091	(17)	(967)	324	(69)
Otros cobros/pagos actividades de financiación	—	(47)	—	—	47	—
Total otros activos y pasivos	(500)	1.044	(17)	(967)	371	(69)
Total	15.952	(3.053)	(109)	136	1.437	14.363

⁽¹⁾ Correspondiente al saldo corriente y no corriente del balance de situación.

A continuación, se desglosa el movimiento de los pasivos derivados de las actividades de financiación en 2022:

Flujos de efectivo de las actividades de financiación 2022	Millones de euros					Saldo Final ⁽¹⁾
	2021	2022			Saldo Final ⁽¹⁾	
	Saldo Inicial ⁽¹⁾	Flujos de efectivo	Flujos distintos de efectivo			
		Efecto tipo de cambio	Cambios en VR	Otros		
Deudas con entidades de crédito	1.887	(838)	58	—	30	1.137
Obligaciones y otros valores negociables	8.570	(973)	12	—	207	7.816
Derivados (pasivo)	199	(2.017)	300	1.827	7	316
Préstamos	1.087	259	116	—	21	1.483
Otros pasivos financieros	106	(2)	9	—	(113)	—
Pasivos por arrendamiento	2.948	(613)	122	—	466	2.923
Remuneraciones al accionista y bono perpetuo	2.739	(1.027)	—	—	1.068	2.780
Acciones y participaciones propias	(641)	(1.714)	—	—	2.352	(3)
Variación de participaciones en sociedades sin pérdida de control	—	1.155	—	—	(1.155)	—
Total pasivos actividades de financiación	16.895	(5.770)	617	1.827	2.883	16.452
Derivados (activo)	(244)	2.557	(41)	(2.867)	95	(500)
Otros cobros/pagos actividades de financiación	—	381	—	—	(381)	—
Total otros activos y pasivos	(244)	2.938	(41)	(2.867)	(286)	(500)
Total	16.651	(2.832)	576	(1.040)	2.597	15.952

⁽¹⁾ Correspondiente al saldo corriente y no corriente del balance de situación.

En suma, el Efectivo y equivalentes de efectivo ha disminuido en 2.383 millones de euros respecto a 31 de diciembre de 2022 hasta alcanzar los 4.129 millones de euros. El Efectivo y equivalentes de efectivo forman parte de la Liquidez el Grupo (ver Nota 10).

OTRA INFORMACIÓN

[25] Compromisos y garantías

25.1 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 4 y 20).

A 31 de diciembre de 2023, los principales compromisos firmes de compras, inversión o gasto del Grupo son los siguientes:

Compromisos contractuales							
Millones de euros	2024	2025	2026	2027	2028	Siguientes	Total
Compromisos de compra:	8.824	1.562	1.547	1.538	1.514	15.962	30.947
Gas natural ^{(1) (3)}	1.419	1.171	1.185	1.182	1.162	13.709	19.827
Crudo y otros ^{(2) (3)}	7.405	391	362	356	352	2.253	11.120
Compromisos de inversión ⁽⁴⁾	1.791	396	84	47	36	11	2.366
Prestación de servicios ⁽⁵⁾	427	303	256	179	88	83	1.336
Compromisos de transporte ⁽⁶⁾	183	136	111	90	82	255	857
TOTAL	11.225	2.397	1.998	1.854	1.720	16.311	35.506

- (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 a los criterios establecidos en la NIIF 9 (ver Nota 9). 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. A fecha de formulación de estas Cuentas Anuales consolidadas, VG continúa sin notificar la fecha de comienzo de comercialización de la terminal tras más de dos años de puesta en marcha y haber entregado al mercado numerosos cargamentos de comisionado. Repsol, no está de acuerdo con esta situación y ha procedido a articular los mecanismos de resolución de controversias del contrato. 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 la Corporación Nacional Libia de Petróleo, con State Organization for Marketing of Oil (SOMO), con el grupo Pemex, con Saudi Arabian Oil Company, con Sinochem International Oil (London), con Sonatrach y con el grupo Repsol Sinopec Brasil (algunos de ellos de renovación anual, venciendo todos ellos en 2024). 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	2024	2025	2026	2027	2028	Ejercicios posteriores	Total
Crudo	kbbbl	92.487	218	192	206	204	—	93.307
Gas natural:								
Gas natural	Tbtu	87	39	12	5	5	—	148
Gas natural licuado	Tbtu	111	144	169	169	166	1.933	2.692

- (4) Incluye principalmente compromisos de inversión en España, Chile, EE.UU., Portugal, Argelia y Colombia por importe de 939, 324, 266, 242, 201, 189 millones de euros, respectivamente.
- (5) Incluye principalmente compromisos para desarrollos tecnológicos futuros por importe de 793 millones de euros.
- (6) Incluye fundamentalmente los compromisos de transporte de hidrocarburos en Norteamérica y Perú por importe aproximado de 808 millones de euros.

25.2 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 2023, 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 356 millones de dólares, correspondiente al 100% de las obligaciones de Repsol Sinopec Brasil (ver Nota 13), 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 353 millones y 313 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 141 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.

[26] 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:

- 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 28.4).
- 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 13).

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

Ingresos y gastos	2023				2022			
	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	—	62	—	62	—	31	—	31
Arrendamientos	—	1	—	1	—	1	1	2
Recepciones de servicios	—	71	—	71	—	80	4	84
Compra de bienes ⁽²⁾	—	1.307	—	1.307	—	2.022	2	2.024
Otros gastos ⁽³⁾	—	125	—	125	—	22	—	22
TOTAL GASTOS	—	1.566	—	1.566	—	2.156	7	2.163
Ingresos financieros	—	133	—	133	—	98	—	98
Prestación de servicios	—	17	—	17	—	6	—	6
Venta de bienes ⁽⁴⁾	—	597	—	597	—	865	9	874
Otros ingresos	—	35	—	35	—	122	—	122
TOTAL INGRESOS	—	782	—	782	—	1.091	9	1.100

Otras transacciones	2023				2022			
	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⁾	—	273		273	—	301	—	301
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	—	372		372	—	827	—	827
Garantías y avales prestados ⁽⁶⁾	—	718		718	—	546	—	546
Garantías y avales recibidos	—	—		—	—	3	—	3
Compromisos adquiridos ⁽⁷⁾	—	33		33	—	165	—	165
Dividendos y otros beneficios distribuidos ⁽⁸⁾	1	—		1	1	—	14	15
Otras operaciones ⁽⁹⁾	—	1.099		1.099	—	1.482	3	1.485

Saldos a cierre del periodo	2023				2022			
	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		163		163	—	161	3	164
Préstamos y créditos concedidos		983		983	—	1.033	—	1.033
Otros derechos de cobro		116		116	—	105	—	105
TOTAL SALDOS DEUDORES		1.262		1.262	—	1.299	3	1.302
Proveedores y Acreedores comerciales		188		188	—	144	2	146
Préstamos y créditos recibidos ⁽¹⁰⁾		243		243	—	1.482	—	1.482
Otras obligaciones de pago		1		1	—	1	—	1
TOTAL SALDOS ACREDORES		432		432	—	1.627	2	1.629

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 13 -Adquisición de RRUK-). En 2022 las tablas de Ingresos y gastos y Otras transacciones, en la columna “Accionistas significativos” incluyen las transacciones con el grupo Sacyr hasta junio.

- (1) Incluye aquellas transacciones realizadas con Administradores y Directivos no incluidas en la Nota 28 sobre Remuneraciones recibidas por los Administradores y Directivos que, en su caso, 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 2023 la columna “Personas, sociedades o entidades del Grupo” incluye, fundamentalmente, compras de productos a Repsol Sinopec Brasil (RSB) y RRUK por importe de 889 y 46 millones de euros, respectivamente (1.182 y 369 millones de euros en 2022, respectivamente).
- (3) Incluye principalmente dotaciones por riesgos de crédito de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar e instrumentos financieros (ver Nota 10.3 y 20.3) y suministros con el grupo Dynasol.
- (4) En 2023 y 2022 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 366 y 103 millones de euros en 2023 y de 599 y 201 millones de euros en 2022, respectivamente.
- (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) 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 25).
- (8) En 2023 y 2022 incluyen los importes correspondientes al dividendo en efectivo pagado en enero y en julio de 2023 y 2022.
- (9) En 2023 y 2022 “Personas, sociedades o entidades del Grupo” incluye fundamentalmente amortizaciones y/o cancelaciones de garantías o préstamos concedidos a RRUK y de los acuerdos de financiación (ver nota de tabla siguiente).
- (10) En 2023 incluye, fundamentalmente, pasivos financieros con Equion Energía, Ltd. y BPRY Caribbean Ventures, LLC. por importe de 156 y 80 millones de euros, respectivamente (en 2022 incluía 986 y 336 millones de euros con RRUK y BPRY Caribbean Ventures, LLC., respectivamente).

[27] Obligaciones con el personal

27.1 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 51 y 46 millones de euros en 2023 y 2022, 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 2023 y 2022 ha ascendido a 8 y 15 millones de euros, respectivamente.

27.2 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 2023 y 2022 ha sido un gasto de 3 millones de euros y 4 millones de euros de ingreso, respectivamente, y las provisiones reconocidas en el balance de situación por dichos planes asciende a 31 de diciembre de 2023 y 2022 a 20 y 62 millones de euros, respectivamente (ver Nota 15).

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.

27.3 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 2020-2023, 2021-2024, 2022-2025 y 2023-2026. El Programa 2019-2022 se ha cerrado y sus beneficiarios han percibido la retribución variable correspondiente en 2023.

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 del mismo.

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 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 2020-2023 que percibirán los miembros del Comité Ejecutivo ascenderá a 1.255.253 euros en metálico y 78.506 acciones de la Sociedad, equivalentes a 1.055.909 euros (42.303 acciones una vez descontado el ingreso a cuenta del IRPF).⁵⁶

Para asumir estos compromisos se han reconocido gastos por importe de 17 y 25 millones de euros en 2023 y 2022, respectivamente, siendo la obligación pendiente de desembolso acumulada a 31 de diciembre de 48 y 53 millones de euros en 2023 y 2022, respectivamente.

⁵⁶ A efectos de este informe y, para el cálculo de la liquidación del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2020-2023, se ha tomado precio más razonable el precio de cierre de la acción a 29 de diciembre de 2023, si bien la liquidación real se realizará con el precio de cierre de 21 de febrero de 2024.

27.4 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”

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 los Ciclos Undécimo y Duodécimo 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
Undécimo ciclo (2021-2024) ⁽¹⁾	180	200.997	11,0414	66.999
Duodécimo ciclo (2022-2025) ⁽²⁾	214	134.064	15,1098	44.652
Decimotercer ciclo (2023-2026) ⁽³⁾	229	170.359	13,0146	56.716

⁽¹⁾ Incluye 19.337 acciones entregadas al Consejero Delegado como pago parcial del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2017-2020. 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.

⁽²⁾ Incluye 13.184 acciones entregadas al Consejero Delegado como pago parcial del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2018-2021.

⁽³⁾ Incluye 10.845 acciones entregadas al Consejero Delegado como pago parcial del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2019-2022.

Las acciones adquiridas en el decimotercer ciclo por los actuales miembros del Comité Ejecutivo, incluyendo al Consejero Delegado, han sido 48.023 acciones.

En atención a este Plan, a 31 de diciembre de 2023 y 2022, 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.

Adicionalmente, con fecha 29 de mayo de 2023 se ha cumplido el periodo de consolidación del décimo ciclo del Plan (2020-2023). Como consecuencia de ello, 196 beneficiarios consolidaron derechos a la entrega de un total de 87.451 acciones (65.690 acciones una vez descontado el ingreso a cuenta del IRPF). En particular, los miembros del Comité Ejecutivo y el Consejero Delegado han consolidado derechos a la entrega de 28.804 acciones (19.688 acciones una vez descontado el ingreso a cuenta).

ii.) “Planes de Adquisición de Acciones”

Desde 2011 la Compañía ha venido implementando, con carácter anual, un plan de adquisición de acciones dirigido a la totalidad de los empleados del Grupo en España. Estos planes permiten a aquellos que lo deseen, percibir parte de su retribución en acciones con el límite anual de 12.000 euros. Las acciones de Repsol, S.A. se valoran al precio de cierre de la acción en el sistema de interconexión bursátil (mercado continuo) de las bolsas españolas en cada una de las fechas de entrega.

Durante el ejercicio 2023 el Grupo ha adquirido 886.026 acciones (761.243 acciones en 2022) de Repsol, S.A. por importe de 12,4 millones de euros (9,8 millones de euros en 2022) para su entrega a los empleados (ver Nota 6).

Los miembros del Comité Ejecutivo, conforme a los términos previstos en el Plan, han adquirido en 2023 un total de 3.406 acciones.

iii.) “Plan Global de Compra de Acciones para empleados: TU REPSOL”

En 2020 se puso en marcha el Plan *TU REPSOL*, el cual permitía a todos los empleados destinar un importe de su remuneración a la compra de acciones de la Compañía y recibir una acción gratuita por cada dos adquiridas inicialmente, siempre y cuando éstas se mantuvieran durante un periodo de 2 años y se cumplieran el resto de condiciones del Plan.

En febrero de 2023, una vez cumplido el plazo de 2 años señalado, se ha procedido a la entrega de acciones gratuitas correspondientes a los beneficiarios.

Los actuales miembros del Comité Ejecutivo adquirieron en 2020 en el Plan *TU REPSOL* un total de 1.078 acciones que, conforme a los términos previstos en el Plan, dieron lugar a la percepción de un total de 539 acciones en febrero de 2023 (una vez descontado el ingreso a cuenta, recibieron 524 acciones).

Las acciones a entregar en estos planes i.), ii.) y iii.) podrán provenir de la autocartera directa o indirecta de Repsol, ser de nueva emisión o proceder de terceros con los que se hayan suscrito acuerdos.

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

28.1 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 2023 por su pertenencia al Consejo de Administración y con cargo a la mencionada asignación estatutaria han ascendido a 6,258 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)								
	Consejo	C. Delegada	Consejero Independiente Coordinador	C. Auditoría	C. Nombram.	C. Retribuc.	C. Sostenib.	Total
Antonio Brufau Niubó ⁽¹⁾	1.747.312	—	—	—	—	—	—	1.747.312
Josu Jon Imaz	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 Martín Uliarte	176.594	176.594	—	—	—	—	—	353.188
María del Pino Velázquez Medina ⁽²⁾	117.729	—	—	58.865	—	—	—	176.594
Luis Suárez de Lezo Mantilla ⁽³⁾	58.865	58.865	—	—	—	—	—	117.729

Nota: De acuerdo con el sistema aprobado por el Consejo de Administración a propuesta de la Comisión de Retribuciones, el importe a percibir en 2023 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 que, a partir de su aprobación en la Junta General de Accionistas del 25 de mayo de 2023 y a propuesta de él mismo, pasó de 2.500 a 1.250 miles de euros brutos anuales; así, la retribución fija devengada en 2023 ha ascendido a 1,747 millones de euros. Adicionalmente, la remuneración en especie y los ingresos a cuenta/retenciones ligados a las retribuciones en especie han ascendido a un total de 0,346 millones de euros.

⁽²⁾ La Junta General de Accionistas aprobó el nombramiento de la Sra. Velázquez Medina como Consejera el 25 de mayo de 2023.

⁽³⁾ El Sr. Suárez de Lezo renunció a su cargo como Consejero y como vocal de la Comisión Delegada con fecha 26 de abril de 2023.

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 2023, 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
Remuneración monetaria fija	1,200
Remuneración variable y en especie ⁽¹⁾	2,368

⁽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 décimo ciclo del Plan de Compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, según se detalla en el apartado 27.4.

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 2023 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 al 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 2023 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	0,254

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

El 29 de mayo de 2023 se cumplió el periodo de consolidación del décimo ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo (ver Nota 27.4). Como consecuencia de ello, D. Josu Jon Imaz consolidó derechos a la entrega de un total de 19.848 acciones brutas, valoradas a un precio de 13,355 euros por acción.

28.2 Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2023, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

28.3 Otras operaciones con los administradores

Durante el ejercicio 2023, 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 2021-2024, 2022-2025 y 2023-2026 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, descrito en la Nota 27.4.

Sin perjuicio de que durante el ejercicio 2023 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, durante dicho ejercicio los acuerdos del Consejo de Administración y de la Comisión de Nombramientos relativos a la ratificación y reelección de Consejeros, así como a la designación de cargos en el seno del Consejo de Administración y sus comisiones, se adoptaron sin la participación del Consejero afectado por la correspondiente propuesta.

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.

28.4 Retribuciones del personal directivo

a) Alcance

Repsol considera “*personal directivo*” a los miembros del Comité Ejecutivo. Durante 2023, un total de 10 personas han formado parte del Comité Ejecutivo. Esta calificación no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad dominante (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

A continuación se detallan las remuneraciones devengadas en 2023 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 2023, la retribución devengada responde al siguiente detalle:

	Millones de euros
Sueldo	4,069
Dietas	0,04
Remuneración Variable ⁽¹⁾	5,154
Remuneraciones en Especie ⁽²⁾	0,889
Plan de previsión de directivos	0,917

⁽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 8.956 acciones brutas adicionales correspondientes al décimo ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, con un valor de 13,36 euros por acción, equivalente a 119.634 euros brutos. Asimismo incluye las aportaciones realizadas a los planes de pensiones mantenidos con el personal directivo (ver Nota 27), junto con las primas satisfechas por seguros de vida e invalidez, que han ascendido a 0,097 millones de euros.

c) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2023, Repsol, S.A. tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,288 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio de 2,28% durante el presente ejercicio.

28.5 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 2023, las indemnizaciones percibidas por parte del personal directivo de la compañía por extinción del contrato y pacto de no concurrencia ascienden a 2,283 millones de euros.

28.6 Otras operaciones con el personal directivo

Durante el ejercicio 2023, 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 2021-2024, 2022-2025 y 2023-2026 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, descrito en la Nota 27.4.

28.7 Seguro de responsabilidad civil

Durante el ejercicio 2023, 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 28.4 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 3,9 millones de euros. La póliza también cubre a las distintas sociedades del Grupo bajo ciertas circunstancias y condiciones.

[29] Remuneración a los auditores

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), así como aquellos prestados por otras firmas auditoras, se presentan a continuación:

Honorarios de auditoría [auditor principal]	Millones de euros	
	2023	2022
Servicios de auditoría	7,6	7,1
Otros servicios distintos:	1,8	1,6
Relacionados con la auditoría	1,8	1,6
Fiscales	—	—
Otros	—	—
Total⁽¹⁾	9,4	8,7

⁽¹⁾ Los honorarios aprobados en 2023 de PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. (excluyendo las sociedades de su red) por Servicios de auditoría y otros servicios distintos ascienden a 4,5 millones de euros y a 1,4 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, principalmente, la revisión del Sistema del Control Interno de Información Financiera, la 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 la verificación de la información no financiera del Informe de gestión consolidado 2023. No se han prestado servicios fiscales ni otro tipo de servicios distintos de los relacionados con la auditoría.

[30] Hechos posteriores

En 2024 y antes de la publicación del presente informe destaca el siguiente acontecimiento:

Actualización estratégica 2024-27

A lo largo del 2023, tras cumplir gran parte de los objetivos fijados en el Plan Estratégico 2021-2025, Repsol ha llevado a cabo una reflexión estratégica que ha culminado con la publicación de una actualización estratégica para el período 2024-2027 (Plan Estratégico 24-27). Esta actualización se basa en tres pilares: (i) crecimiento significativo del dividendo por acción en 2024 (30% con respecto a 2023) con una senda de un 3% adicional anual; (ii) mantenimiento del credit rating actual (BBB+/Baa1) durante el ciclo 24-27; (iii) unas inversiones netas para el periodo de entre 16 y 19 miles de millones de euros, correspondiendo más de un tercio de estas a los negocios bajos en carbono.

Para más información véase el apartado 2.5 del Informe de Gestión consolidado 2023.

Anexo I: Información por segmentos y conciliación con Estados Financieros NIIF-UE⁵⁷

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 2023 y 2022, 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			
2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	
Resultados	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Resultado de explotación	7.250 ⁽¹⁾	10.648 ⁽¹⁾	(305)	(1.819)	(610)	103	(2.041)	(3.072)	—	—	(2.956)	(4.788)	4.294	5.860
Resultado financiero	8	86	176	178	—	—	(147)	67	—	—	29	245	37	331
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	1	(22)	124	1.030	—	—	(91)	(19)	—	—	33	1.011	34	989
Resultado antes de impuestos	7.259	10.712	(5)	(611)	(610)	103	(2.279)	(3.024)	—	—	(2.894)	(3.532)	4.365	7.180
Impuesto sobre beneficios	(2.248)	(3.938)	5	611	157	(25)	1.005	517	—	—	1.167	1.103	(1.081)	(2.835)
Resultado consolidado del ejercicio	5.011	6.774	—	—	(453)	78	(1.274)	(2.507)	—	—	(1.727)	(2.429)	3.284	4.345
Resultado atribuido a minoritarios	—	—	—	—	—	—	—	—	(116)	(94)	(116)	(94)	(116)	(94)
Resultado atribuido a la sociedad dominante	5.011	6.774	—	—	(453)	78	(1.274)	(2.507)	(116)	(94)	(1.843)	(2.523)	3.168	4.251

⁽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	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Segmentos	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Exploración y Producción	7.576	10.712	2.936	5.705	(1.801)	(1.655)	(1.122)	(773)	28	28	(1.185)	(2.703)
Industrial	46.676	61.848	3.626	4.315	(747)	(827)	257	(2.070)	(8)	(3)	(884)	(1.071)
Cliente	27.315	32.957	819	564	(336)	(360)	(60)	(159)	3	—	(208)	(144)
GBC	1.003	2.028	134	245	(60)	(57)	(4)	—	(28)	(42)	(31)	(59)
Corporación	(21.017)	(28.821)	(265)	(181)	(39)	(36)	(1)	(3)	6	(5)	60	39
Magnitudes Ajustadas⁽¹⁾	61.553	78.724	7.250	10.648	(2.983)	(2.935)	(930)	(3.005)	1	(22)	(2.248)	(3.938)
Ajustes:												
Exploración y Producción	(2.600)	(3.763)	(1.683)	(2.236)	522	573	619	320	78	987	538	510
Industrial	(304)	(432)	(778)	(2.327)	14	13	—	—	(62)	24	151	455
Cliente	(385)	(298)	(202)	(171)	11	10	1	12	22	—	(28)	16
GBC	—	8	(17)	3	—	—	—	—	—	—	(15)	4
Corporación	684	914	(276)	(57)	—	—	—	—	(5)	—	521	118
MAGNITUDES NIIF-UE	58.948	75.153	4.294	5.860	(2.436)	(2.339)	(310)	(2.673)	34	989	(1.081)	(2.835)

⁽¹⁾ Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 3.2.

⁽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 19.1). Su apertura por su procedencia (de clientes u operaciones intersegmento) es la siguiente:

⁵⁷ Algunas de las magnitudes presentadas en este Anexo tienen la consideración de Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR) de acuerdo a las Directrices de la European Securities Markets Authority (ESMA). Para más información, véase el Anexo II del Informe de gestión consolidado 2023.

Ingresos de las actividades ordinarias por segmentos	Millones de euros					
	Clientes		Intersegmento		Total	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Exploración y Producción	5.199	7.486	2.377	3.226	7.576	10.712
Industrial	28.674	37.332	18.002	24.516	46.676	61.848
Cliente	27.164	32.696	151	261	27.315	32.957
GBC	516	1.210	487	818	1.003	2.028
Corporación	—	—	10	8	10	8
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos	—	—	(21.027)	(28.829)	(21.027)	(28.829)
TOTAL	61.553	78.724	—	—	61.553	78.724

Magnitudes de Balance	Millones de euros							
	Activos no corrientes ⁽²⁾		Inversiones de explotación ⁽³⁾		Capital empleado ⁽⁴⁾		Inversiones contabilizadas por el método de la participación	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
<i>Segmentos</i>								
Exploración y Producción	16.284	16.891	2.627	2.127	12.716	12.282	129	188
Industrial	7.861	7.274	1.161	1.025	10.929	11.108	12	73
Cliente	3.071	2.935	423	258	2.788	4.667	73	14
GBC	4.316	2.270	1.876	667	3.897	—	297	356
Corporación	670	660	80	105	836	172	3	51
MAGNITUDES AJUSTADAS ⁽¹⁾	32.202	30.030	6.167	4.182	31.166	28.229	514	682
Ajustes								
Exploración y Producción	(3.460)	(4.581)	(825)	(236)	(557)	518	1.976	3.197
Industrial	(193)	(185)	(15)	(26)	(2)	(25)	269	259
Cliente	(150)	(115)	(93)	(10)	18	3	198	164
GBC	—	—	(46)	(98)	—	—	—	—
Corporación	—	—	(1)	1	—	(1)	—	—
MAGNITUDES NIIF-UE	28.399	25.149	5.187	3.813	30.625	28.724	2.957	4.302

⁽¹⁾ Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 3.2

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

⁽³⁾ Incluye el capital empleado correspondiente a los negocios conjuntos, las partidas correspondientes al activo no corriente no financiero, el fondo de maniobra operativo y otras partidas del pasivo no financieras.

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 2023 y 2022 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	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación (flujo de caja de las operaciones)	7.064	8.923	(553)	(1.091)	6.511	7.832
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión	(5.634)	(3.712)	(219)	(391)	(5.853)	(4.103)
Flujo de caja libre (I+II)	1.430	5.211	(772)	(1.482)	658	3.729

Deuda neta

La conciliación entre la deuda neta y el Balance de Situación NIIF-UE a 31 de diciembre de 2023 y 2022 es la siguiente:

Deuda neta	Deuda Neta	Reclasificación Negocios Conjuntos	Balance NIIF-UE
	2023	2023	2023
<i>Millones de euros</i>			
Activo no corriente			
Instrumentos financieros no corrientes ^{(1) (2)}	1.060	429	1.489
Activo corriente			
Otros activos financieros corrientes ⁽²⁾	4.410	81	4.491
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.552	(423)	4.129
Pasivo no corriente			
Pasivos financieros no corrientes ⁽²⁾	(8.808)	458	(8.350)
Pasivo corriente			
Pasivos financieros corrientes ⁽²⁾	(3.310)	(4)	(3.314)
DEUDA NETA⁽³⁾	(2.096)	541	(1.555)

⁽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 -2.973 y -633 millones de euros, respectivamente, según el modelo de Reporting y -2.452 y -506 millones de euros, respectivamente, según balance NIIF-UE.

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

Anexo II: Estructura societaria del Grupo

Anexo IIA: Principales sociedades que configuran el Grupo

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2023					
				Método de conso. ⁽¹⁾	%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
EXPLORACION Y PRODUCCION									
Agri Development, B.V.	Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.(N.C.)	4,50	10,00	—	—	
Akakus Oil Operations, B.V.	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	36,75	49,00	—	—	
BP Trinidad & Tobago, Llc. (14)	BPRY Caribbean Ventures, Llc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	22,50	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	2.295	2.107	
YPFB Andina, S.A. (13)	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	36,25	48,33	480	166	
Edwards Gas Services, Llc.	Repsol Oil & Gas USA, LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	72	120	
Equion Energía, Ltd. (13)	Repsol, S.A.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	49,00	49,00	153	—	
Fortuna International (Barbados), Inc. (10)	Repsol E&P S.a.r.l. (26)	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	69	69	
Fortuna Resources (Sunda), Ltd. (9)	Talisman UK (South East Sumatra), Ltd.	Indonesia	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	75,00	100,00	21	—	
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	(9)	—	
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	—	—	
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Repsol OCP de Ecuador, S.A.	Islas Caimán	Sociedad de cartera	P.E.	22,25	29,66	9	27	
Pacific Compass, LLC (5)	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	60	74	
Petrocarabobo, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	8,25	11,00	(39)	62	
BPRY Caribbean Ventures, Llc. (13)	Repsol Exploración, S.A.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	22,50	30,00	1.117	2.924	
Quiriquiré Gas, S.A.	Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(N.C.)	45,00	60,00	—	—	
Repsol Alpha Limited (14)	Repsol Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Repsol Andaman B.V. (11)	Repsol Exploración, S.A.U. (34)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	(5)	—	
Repsol Angostura, Ltd. (6)	Repsol Exploración, S.A.U.	Trinidad y Tobago	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	75,00	100,00	—	39	
Repsol Beta Limited. (14)	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. (27)	Bolivia	Prestación de servicios	I.G.	75,00	100,00	342	15	
Repsol Bulgaria Khan Kubrat, S.A.U.	Repsol Greece Ionian, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	100,00	100,00	10	—	
Repsol Colombia Oil & Gas Limited	Repsol Exploración, S.A.U.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	564	803	
Repsol Corridor, S.A.U.	Fortuna International (Barbados), Inc.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	698	42	
Repsol Delta Limited (14)	Repsol Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Repsol Ductos Colombia, S.A.S.	Talisman Colombia Holdco, Ltd.	Colombia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	42	3	
Repsol Earth Solutions USA, LLC (5)	Repsol Oil & Gas Holding USA, Inc	Estados Unidos	Participación en proyectos de Geological Low Carbon Solutions	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	341	2	
Repsol E&P S.a.r.l. (16)	Repsol Upstream B.V.	Luxemburgo	Adquisición, administración, gestión, control y desarrollo de participaciones en Luxemburgo y empresas extranjeras	I.G.	75,00	75,00	11.497	2	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. (1)	Diciembre 2023				
					%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control (2)	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)	
Repsol E&P USA Holdings, Inc.	Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	1.492	1.712	
Repsol E&P USA, Llc.	Repsol USA Holdings LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	2.752	2.533	
Repsol Eagle Ford North LLC. (5)	Repsol Oil & Gas USA, LLC.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	22	6	
Repsol Exploração Brasil, Ltda.	Repsol, S.A.	Brasil	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	939	1.081	
Repsol Exploración 405A, S.A.U.	Repsol Exploración, S.A.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	108	—	
Repsol Exploración Aitolokarnania, S.A. (11)	Repsol Greece Ionian, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4	—	
Repsol Exploración Argelia, S.A.	Repsol Exploración, S.A.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	198	5	
Repsol Exploración Aru, S.L.U.	Repsol Exploración, S.A.U. (27)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Repsol Exploración Colombia, S.A.	Repsol Greece Ionian, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	100,00	100,00	64	2	
Repsol Exploración Gharb, S.A.U.	Repsol Greece Ionian, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	100,00	100,00	6	—	
Repsol Exploración Guinea, S.A.U.	Repsol Greece Ionian, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Repsol Exploración Guyana, S.A.	Repsol Exploración, S.A.U. (27)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	(1)	—	
Repsol Exploración Ioannina, S.A.U.	Repsol Greece Ionian, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	100,00	100,00	15	—	
Repsol Exploración Irlanda, S.A.U.	Repsol Greece Ionian, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	100,00	100,00	12	—	
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	142	306	
Repsol Exploración Murzuq, S.A.U.	Repsol Exploración, S.A.U. (27)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	515	9	
Repsol Exploración Perú, S.A.U.	Repsol Exploración, S.A.U. (27)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	648	12	
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. (27)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	2	—	
Repsol Exploración Tanfit, S.L.U.	Repsol Greece Ionian, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	100,00	100,00	7	3	
Repsol Exploración Tobago, S.A.	Repsol Exploración, S.A.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	4	—	
Repsol Exploración West Papúa IV, S.L.	Repsol Exploración, S.A.U. (27)	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	5.931	27	
Repsol Finance Brasil B.V.	Repsol Finance Brasil, S.A.R.L (35)	Países Bajos	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	1.078	4	
Repsol Greece Ionian, S.L.U.	Repsol, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	156	—	
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Repsol Exploración, S.A.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	192	215	
Repsol LNS Limited (14)	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	78	—	
Repsol North Sea Limited (14)	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	52	—	
Repsol Offshore E&P USA, Inc.	Repsol USA Holdings LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	75,00	100,00	13	30	
Repsol Oil & Gas Australasia Pty, Ltd.	Repsol Exploración, S.A.U. (34)	Australia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	75,00	100,00	—	69	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2023				
					%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Repsol Oil & Gas Australia (JPDA 06-105) Pty Ltd.	Paladin Resources, Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	(14)	148	
Repsol Oil & Gas Gulf of Mexico, LLC	Repsol E&P USA Holdings Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	805	440	
Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc.	FEHI Holding, S.a.r.l.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	7.048	1.730	
Repsol Oil & Gas RTS Sdn. Bhd.	Repsol Greece Ionian, S.L.U.	Malasia	Sociedad de servicios compartidos (11)	I.G.	100,00	100,00	2	19	
Repsol Oil & Gas USA, LLC.	Repsol USA Holdings LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	3.011	1.831	
Repsol Oil & Gas Vietnam 07/03 Pty Ltd.	Repsol Greece Ionian, S.L.U.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	100,00	100,00	1	—	
Repsol Oil Trading Limited (14)	Repsol North Sea Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Repsol Oriente Medio, S.A.	Repsol Greece Ionian, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	100,00	100,00	43	—	
Repsol Pension and Life Scheme Limited (14)	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 (11)	I.G.	75,00	100,00	—	1	
Repsol Sakakemang, B.V.	Repsol Exploración, S.A.U. (34)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	48	—	
Repsol Salamanca Midstream, LLC	Repsol Oil & Gas Gulf of México, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	42	37	
Repsol Services Company	Repsol USA Holdings LLC	Estados Unidos	Prestación de servicios	I.G.	75,00	100,00	22	40	
Repsol Servicios Colombia, S.A.	Repsol Greece Ionian, S.L.U.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	100,00	100,00	3	—	
Repsol Shale Oil & Gas LLC	Repsol E&P USA Holdings, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	13	—	
Cardón IV, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	37,50	50,00	316	4	
Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Repsol E&P S.a.r.l.	Brasil	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	45,00	60,00	13	8	
Repsol Resources UK, Ltd. (13)	Talisman Colombia Holdco, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	2.062	4.466	
Repsol Transgasindo S.à r.l.	Fortuna International (Barbados), Inc.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	36	4	
Repsol Transportation (UT) Limited (14)	Repsol North Sea Limited	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Repsol Trustees (U.K.) Limited. (14)	Repsol Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Repsol U.K., Ltd. (14)	Repsol Exploración, S.A.U.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	(3)	31	
Repsol Upstream B.V.	Repsol, S.A.	Países Bajos	Sociedad de Cartera	I.G.	100,00	100,00	5.329	3	
Repsol USA Holdings LLC	Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	3.182	4.645	
Repsol Venezuela, S.A.	Repsol Exploración, S.A.U.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	114	725	
Repsol Zeta Limited (14)	Repsol Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Rigel Petroleum (NI), Ltd. (14)	Rigel Petroleum UK, Ltd.	Irlanda del Norte	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	1,88	2,50	14	14	
Sierracol Energy Arauca, LLC	Repsol E&P S.a.r.l.	Colombia	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	18,75	25,00	32	24	
Talisman (Asia), Ltd.	Repsol Exploración, S.A.U. (28)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Talisman (Block K 39), B.V.	Repsol Exploración, S.A.U.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	75,00	100,00	(5)	—	
Talisman Energy DL, Ltd. (11)(14)	Repsol Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Talisman Energy NS, Ltd. (11)(14)	Repsol Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	—	—	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2023				
					%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Talisman (Jambi Merang), Ltd.	Repsol Exploración, S.A.U. (34)	Indonesia	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	75,00	100,00	8	73	
Talisman (Sageri), Ltd.	Repsol Exploración, S.A.U. (28)	Indonesia	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Talisman (Vietnam 133 & 134), Ltd.	Repsol Greece Ionian, S.L.U.	Vietnam	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	100,00	100,00	1	33	
Talisman Colombia Holdco, Ltd.	Repsol Exploración, S.A.U.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	958	1.473	
Talisman East Jabung, B.V.	Repsol Exploración, S.A.U. (34)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	75,00	100,00	1	—	
Talisman Perpetual (Norway), Ltd.	FEHI Holding, S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera (11)	I.G.	75,00	100,00	—	1	
Talisman Resources (Bahamas), Ltd. (8)	Paladin Resources, Ltd.	Bahamas	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	75,00	100,00	1	—	
Talisman Resources (North West Java), Ltd.	Talisman UK (South East Sumatra), Ltd.	Indonesia	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	75,00	100,00	37	—	
Talisman South Sageri, B.V.	Repsol Exploración, S.A.U. (34)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Talisman UK (South East Sumatra), Ltd.	Paladin Resources, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	75,00	100,00	38	—	
Transasia Pipeline Company Pvt. Ltd.	Repsol Transgasindo S.à r.l	República de Mauricio	Sociedad de cartera	P.E.	11,25	15,00	(93)	—	
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	—	3	
Transworld Petroleum (U.K.) Ltd.	Repsol Sinopec North Sea, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Triad Oil Manitoba, Ltd.	Repsol Exploración, S.A.U. (29)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Vung May 156 - 159 Vietnam, B.V.	Repsol Greece Ionian, S.L.U.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (11)	I.G.	100,00	100,00	—	4	
Petroquiriqué, S.A. - Empresa Mixta	Repsol Exploración, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(N.C.)	30,00	40,00	(1.252)	244	
YPFB Transierra, S.A. (14)	YPFB Andina, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos por gasoducto y oleoducto	P.E.	16,13	44,50	28	16	
INDUSTRIAL									
8787352 Canada, Ltd.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	2	
Acteco Productos y Servicios, S.L.	Repsol Química, S.A.	España	Gestión de residuos y reciclado mecánico de plásticos	P.E.(N.C.)	27,00	27,00	2	—	
Alba Emission Free Energy, S.A.	Petróleos del Norte, S.A.	España	Actividades de descarbonización	I.G.	85,98	100,00	15	13	
Asfaltos Españoles, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Asfaltos	I.P.	49,99	50,00	17	4	
Basque Hydrogen, S.L	Alba Emission free Energy, S.A.	España	Actividades de descarbonización	P.E.(N.C.)	43,85	51,00	1	1	
Bay of Biscay Hydrogen, S.L.	Alba Emission free Energy, S.A.	España	Actividades de descarbonización	I.G.	85,98	100,00	1	—	
Biscay Eco Aggregates, S.L. (5)	Alba Emission free Energy, S.A.	España	Planta de fijación de CO2 para la valorización material de residuos en eco-áridos (mineralización)	I.G.	85,98	100,00	—	—	
Biscay Pyrolytic Ecofuels, S.L. (5)	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.	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	—	—	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2023				
					%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Tarragona Hydrogen Network, S.L.	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. (12)	General Química, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	19,50	39,00	2	7	
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Prestación de servicios marítimos	I.G.	99,24	100,00	17	—	
Dynasol China, S.A. de C.V. (12)	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	México	Prestación de servicios	P.E.(N.C.)	50,00	100,00	23	25	
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V. (12)	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	136	36	
Dynasol Elastómeros, S.A.U. (12)	Dynasol Gestión, S.L.	España	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.(N.C.)	50,00	100,00	124	17	
Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	Repsol Química, S.A.	México	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.	50,00	50,00	150	112	
Dynasol Gestión, S.L.	Repsol Química, S.A.	España	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.	50,00	50,00	109	21	
Dynasol, Llc. (12)	Dynasol Gestión, S.L.	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.(N.C.)	50,00	100,00	15	11	
Ecoplanta Molecular Recycling Solutions, SL	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.(15)	España	Promoción, diseño, construcción y explotación de instalaciones de reciclaje molecular.	I.G.	100,00	100,00	37	4	
Energía Distribuida del Norte, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.(30)	España	Construcción y explotación de una refinería de petróleo	I.G.	97,79	100,00	1	1	
Enerkem Inc.	Repsol Química, S.A.	Canadá	Producción de syngas renovable (metanol) a partir de residuos urbanos	P.E.	14,11	14,11	(11)	77	
General Química, S.A.U. (12)	Dynasol Gestión, S.L.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	P.E.(N.C.)	50,00	100,00	47	6	
Grupo Repsol del Perú, S.A.C.	Repsol Perú, B.V.	Perú	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	1	—	
Iberian Lube Base Oils Company, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Desarrollo y producción de bases lubricantes	I.P.	29,99	30,00	76	54	
Ibero Waste Trading S.L.(5)	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. (12)	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	México	Fabricación de hules sintéticos	P.E.	50,00	99,99	130	62	
Insa Gpro (Nanjing), Synthetic Rubber Co. Ltd. (12)	Dynasol China, S.A. de C.V.	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético	P.E.(N.C.)	25,00	50,00	40	35	
Liaoning North Dynasol Synthetic Rubber Co. Ltd. (12)	Dynasol Gestión, S.L.	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético	P.E.(N.C.)	25,00	50,00	95	3	
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	2.074	121	
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	11	17	
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Repsol Perú, B.V.	Perú	Refino y comercialización de hidrocarburos.	I.G.	99,20	99,20	578	672	
Relkia Distribuidora de Electricidad, S.L	Repsol Petróleo, S.A.	España	Distribución de energía eléctrica	I.G.	99,97	100,00	13	—	
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.	37,71	38,00	2	—	
Remolcadores Puerto A Coruña, A.I.E. (5)	Repsol Petróleo, S.A.	España	Actividades anexas al transporte marítimo y por vías navegables interiores	I.P.	59,98	60,00	1	—	
Repsol Canadá, Ltd.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	Canadá	Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	(1)	2	
Repsol Chemie Deutschland, GmbH	Repsol Química, S.A.	Alemania	Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	6	—	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2023				
					%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Repsol Comercial, S.A.C.	Refinería La Pampilla, S.A.A.	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	99,20	100,00	169	76	
Repsol Energy North América Canada Partnership	Saint John LNG Development Company Ltd.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	37	—	
Repsol Energy North América Corporation	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	Estados Unidos	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	328	1.101	
Repsol Energy Perú, S.A.C.	Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Venta de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos ⁽¹¹⁾	I.G.	99,20	100,00	—	—	
Repsol Financial Trading S.a.r.l. (17)	Albatros, S.a.r.l. (22)	Luxemburgo	Adquisición, administración, gestión, control y desarrollo de participaciones en Luxemburgo y empresas extranjeras	I.G.	100,00	100,00	2.039	—	
Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	Repsol, S.A.	España	Sociedad de Cartera	I.G.	100,00	100,00	6.112	—	
Repsol LNG Holding, S.A.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	314	2	
Repsol Marketing, S.A.C.	Repsol Customer Centric, S.L.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	97,79	100,00	7	3	
Repsol Perú, B.V.	Repsol, S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	340	351	
Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Importación de productos y explotación de refinerías	I.G.	99,97	99,97	4.650	218	
Repsol Polímeros, Unipessoal, Lda.	Repsol Química, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	436	562	
Repsol Química, S.A.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	697	60	
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	2	—	
Repsol Saint John LNG, S.L	Repsol LNG Holding, S.A.	España	Realización de estudios del sector ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	1	—	
Repsol Trading Perú, S.A.C.	Repsol Trading, S.A.	Perú	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00	13	9	
Repsol Trading Singapore Pte, Ltd.	Repsol Trading, S.A.	Singapur	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00	(85)	—	
Repsol Trading USA LLC.	Repsol Energy North América Corporation	Estados Unidos	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00	188	286	
Repsol Trading, S.A.	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	España	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00	848	—	
Saint John LNG Development Company Ltd. (10)	Repsol Industrial Transformation, S.L.U.	Canadá	Proyecto de inversión planta de licuefacción en Canadá	I.G.	100,00	100,00	20	22	
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	40	—	
Servicios de Seguridad Mancomunados, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Seguridad	I.G.	99,95	100,00	—	—	
Synkedia Biscay, AIE (5)	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	12	12	
Tucan LNG S.a.r.l. (5)	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.	26,03	26,67	5	—	
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	—	—	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2023				
					%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Bardahl de México, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	39,12	40,00	41	—	
Benzirep - Vall, S.L.U.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	97,60	100,00	—	—	
Campsa 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	180	8	
Becsol, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Andorra	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	32,45	33,25	1	—	
CI Repsol Downstream Colombia, S.A.S.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Colombia	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,79	100,00	—	—	
Cide HCEnergía, S.A. (5)	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización electricidad, hidrocarburos y agua	P.E.	48,90	50,01	20	—	
Comercializador de Referencia Energético, S.L.U. (5)	Cide HCEnergía, S.A.	España	Comercialización de energía eléctrica, gas natural u otros productos y servicios adicionales o complementarios al suministro de energía.	P.E.	48,90	100,00	1	—	
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	3	1	
Distribuidora Andalucía Oriental, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	P.E.(N.C.)	48,80	50,00	1	1	
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, por fuentes renovables o convencionales.	I.G.	97,79	100,00	1	—	
Ekiluz Promoción, S.L.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Promoción administrativa de plantas de producción de electricidad a partir de fuentes renovables.	I.G.	97,79	100,00	5	—	
Endomexicana Renta y Servicios, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	39,12	40,00	—	—	
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	3	1	
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	—	—	
Gaolania Servicios, S.L.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de energía eléctrica	I.G.	88,01	90,00	4	—	
Gestao e Administração de Postos de Abastecimento Unipessoal, Lda.	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,79	100,00	10	2	
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Gestión de Estaciones de Servicio	I.G.	92,72	95,00	47	39	
Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Explotación de puntos de recarga de vehículos eléctricos	P.E.(N.C.)	48,89	50,00	—	2	
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	10	1	
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	económicos por término de potencia frente a una instalación convencional	P.E.	32,60	33,33	—	—	
MUVEXT, S.A (5)	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Operador de Movilidad Eléctrica	P.E.	71,22	72,83	—	—	
PT Pacific Lubritama Indonesia	United Oil Company Pte Ltd	Indonesia	Producción y distribución de lubricantes	P.E.	37,16	95,00	10	3	
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	6	1	
Repsol Butano, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de GLP	I.G.	97,79	100,00	196	59	
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,60	99,79	729	335	
Repsol Comercializadora de Electricidad y Gas, S.L.U.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de energía eléctrica	I.G.	97,79	100,00	18	1	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2023				
					%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Repsol Customer Centric, S.L.	Repsol, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	97,79	100,00	3.550	—	
Repsol Directo, Lda.	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,79	100,00	3	2	
Repsol Directo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,60	100,00	8	—	
Repsol Downstream Internacional, S.A.U.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	97,79	100,00	215	—	
Repsol Downstream México, S.A. de C.V	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	I.G.	97,79	100,00	(24)	244	
Repsol Gas Portugal, Unipessoal, Lda.	Repsol Butano, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	97,79	100,00	67	3	
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	97	5	
Repsol Lubricantes e Especialidades Brasil Participações, Ltda.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Brasil	Producción y comercialización de lubricantes	I.G.	97,79	100,00	4	8	
Repsol Marketing France, S.A.S.U.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Francia	Comercialización de productos petrolíferos.	I.G.	97,79	100,00	—	—	
Repsol Monti, S.r.l. (5)	Repsol Renovables, S.A.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Repsol Portuguesa, Lda.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,79	100,00	321	68	
Repsol Services México, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	97,79	100,00	5	2	
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	12	2	
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Ltda.	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	24,45	25,00	—	—	
Societat Catalana de Petrolis, S.A.U.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,60	100,00	10	6	
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	(3)	—	
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	1	1	
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	75	26	
SPK Águila, S.L.U.(5)	Ekiluz Promoción S.L.	España	Proyecto fotovoltaico	I.G.	97,79	100,00	—	—	
Terminales Canarias, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	P.E.(N.C.)	48,80	50,00	13	10	
United Oil Company Pte Ltd	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Singapur	Producción y distribución de lubricantes	P.E.	39,12	40,00	17	4	
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	1	—	
GENERACION BAJA EN CARBONO									
Agrovolt 01 S.r.l. (5)	LCC Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	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	48	—	
Alectoris Energía Sostenible 3, S.L.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	51,00	43	—	
Aneto SAS (5)	Prejeance Industrial SAS	Francia	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	3	—	
Araste SPV 2021, S.L.U. (5)	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. (33)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00	28	—	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2023				
					%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Arco Energía 2, S.L.U.	Generación y Suministro de Energía S.L. (33)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00	24	—	
Arco Energía 3, S.L.U.	Generación y Suministro de Energía S.L. (33)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00	25	—	
Arco Energía 4, S.L.U.	Generación y Suministro de Energía S.L. (33)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00	16	—	
Arco Energía 5, S.L.U.	Generación y Suministro de Energía S.L. (33)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00	15	—	
Arcos 400 Renovables, A.I.E.	Arco Energía 1, S.L.U.	España	Infraestructuras comunes de evacuación de la electricidad	P.E.	18,76	49,05	6	6	
Baschenis S.r.l. (5)	PI Italy 2 S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Be.Na S.r.l. (5)	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	45,00	60,00	—	—	
Boalar Energías, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	(3)	—	
Boethia SAS (5)	Aneto SAS	Francia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
BPC Energy S.r.l. (5)	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	1	—	
CAL SAS (5)	Cinto SAS	Francia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	(1)	—	
CAL II SAS (5)	Aneto SAS	Francia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	(2)	—	
CAL III SAS (5)	Prejeance Industrial SAS	Francia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
CAL IV SAS (5)	Prejeance Industrial SAS	Francia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	(1)	—	
CAL V SAS (5)	Prejeance Industrial SAS	Francia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
CAL VI SAS (5)	Prejeance Industrial SAS	Francia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
CAL VII SAS (5)	Prejeance Industrial SAS	Francia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
CAL VIII SAS (5)	Prejeance Industrial SAS	Francia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Cefiro Holdco, S.L.U. (5)	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	4	—	
Cefiro Holdco 1, S.L.U. (5)	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Cefiro Holdco 2, S.L.U. (5)	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	(1)	—	
Cefiro Holdco 3, S.L.U. (5)	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	(1)	—	
Cefiro Holdco 4, S.L.U. (5)	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Cefiro Holdco 5, S.L.U. (5)	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Cefiro Holdco 6, S.L.U. (5)	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Cefiro Holdco 7, S.L.U. (5)	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Cefiro Holdco 8, S.L.U. (5)	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Cefiro Holdco 9, S.L.U. (5)	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Cefiro Holdco 10, S.L.U. (5)	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Cefiro Holdco 11, S.L.U. (5)	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Cefiro Holdco 12, S.L.U. (5)	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Cinto SAS (5)	Prejeance Industrial SAS	Francia	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	1	—	
Clemer S.r.l. (5)	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Corsica Optimum 2 SAS (5)	Volt B SAS	Francia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	3	—	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2023				
					%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Cyrasol Energía I S.r.l. (5)	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Cyrasol Energía III S.r.l. (5)	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Cyrasol Energía IV S.r.l. (5)	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Damien S.r.l. (5)	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.	38,25	51,00	41	—	
Desarrollo Eólico Las Majas VIII, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Desarrollo Eólico Las Majas XIV, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Desarrollo Eólico Las Majas XV, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	1	—	
Desarrollo Eólico Las Majas XXVII, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.	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 (5)(32)	Repsol Renewables North America, Inc	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Energía Eólica Foque, S.L.U. (5)	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	3	—	
Energía Eólica La Mayor, S.L.U. (5)	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	2	—	
Energía Eólica Timón, S.L.U. (5)	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	2	—	
Energía Electrones, S.L.U. (5)	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	1	—	
Energía Célula, S.L.U. (5)	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	1	—	
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. (33)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00	22	—	
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. (33)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00	28	—	
Energías Renovables de Polux, S.L.U,	Generación y Suministro de Energía S.L. (33)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00	8	—	
Eólica de Taltal, SpA	Repsol Chile, SpA	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	77	75	
Eólica Montesinos, S.L.U. (5)	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	11	—	
ERNC LOA, SpA	Repsol Ibereólica Renovables Chile SpA	Chile	Producción de energía eléctrica	P.E.	37,50	100,00	6	6	
Four Winds Investco, S.L.U. (5)	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	37	—	
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa VI, S.L.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	51,00	15	—	
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XI, S.L.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	51,00	38	—	
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XII, S.L.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	51,00	37	—	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2023				
					%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XIII, S.L.U	Generación y Suministro de Energía S.L. (33)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00	19	—	
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XIV, S.L.U	Generación y Suministro de Energía S.L. (33)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00	15	—	
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XVIII, S.L.U	Generación y Suministro de Energía S.L. (33)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00	13	—	
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XX, S.L.U	Generación y Suministro de Energía S.L. (33)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00	18	—	
Gemini Wind S.r.l. (5)	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	1	1	
Generación Eólica El Vedado, S.L.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	51,00	18	—	
Generación y Suministro de Energía, S.L.	Repsol Wind and Solar Spain, S.L.U.(25)	España	Producción de energía eléctrica y sociedad de cartera	I.G.	38,25	51,00	505	—	
Georges S.r.l. (5)	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Gimsan SPV 2021, S.L.U. (5)	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Giovanni S.r.l. (5)	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	1	—	
Gruppo Visconti Turi S.r.l. (5)	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	1	1	
Gulf Coast Offshore Wind LLC. (5)	Repsol Renewables North America, Inc	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Gustave S.r.l. (5)	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Hecate Energy Frye Solar LLC	Repsol Renewables Development Company LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	(78)	—	
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	48	52	
Hecate Energy Longhorn Solar LLC	Repsol Renewables Development Company LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	5	5	
Hecate Energy Outpost Solar LLC	Repsol Renewables Development Company LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	8	6	
Hispanica de Desarrollos Energéticos Sostenibles, S.L.U	Generación y Suministro de Energía S.L. (33)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00	79	—	
Iberen Renovables, S.A.U.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	7	4	
Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U. (5)	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	España	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	6	—	
Innea Project 2 SAS (5)	Cinto SAS	Francia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
ISC Greenfield 1, S.L.U.(5)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
ISC Greenfield 2, S.L.U. (5)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
ISC Greenfield 3, S.L.U. (5)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
ISC Greenfield 4, S.L.U. (5)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
ISC Greenfield 5, S.L.U. (5)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
ISC Greenfield 6, S.L.U. (5)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
ISC Greenfield 8, S.L.U. (5)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
ISC Greenfield 9, S.L.U. (5)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
ISC Greenfield 10, S.L.U. (5)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
ISC Greenfield 11, S.L.U. (5)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	(1)	—	
ISC Greenfield 13, S.L.U. (5)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
ISC Greenfield 17, S.L.U. (5)	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 2023				
					%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control (2)	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)	
ISC Greenfield 18, S.L.U. (5)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
ISC Greenfield 19, S.L.U. (5)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
ISC Greenfield 20, S.L.U. (5)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
ISC Greenfield 24, S.L.U. (5)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
ISC Greenfield 25, S.L.U. (5)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Jackson S.r.l. (5)	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	4	—	
Jasper S.r.l. (5)	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	(2)	—	
Jcarilla Solar 1 LLC	Jcarilla Solar 1 Holdings, LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	53	—	
Jcarilla Solar 1 Class B LLC (5)	Repsol Renewables North America, Inc	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	71	71	
Jcarilla Solar 1 Holdings LLC (5)	Jcarilla Solar 1 Class B LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	71	71	
Jcarilla Solar 2 LLC	Jcarilla Solar 2 Holdings LLC	Estados Unidos	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	50	—	
Jcarilla Solar 2 Bond Purchaser LLC	Jcarilla Solar 2 LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Jcarilla Solar 2 Holdings LLC	Jcarilla Solar 2 Class B LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	35	32	
Jcarilla Solar 2 Class B LLC	Repsol Renewables North America, Inc	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	38	38	
Jcarilla Storage 1 LLC	Jcarilla Solar 1 Holdings, LLC	Estados Unidos	Almacenamiento de energía	I.G.	75,00	100,00	15	—	
Jcarilla Solar 1 Bond Purchaser LLC	Jcarilla Solar 1 LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Jcarilla Storage 1 Bond Purchaser LLC	Jcarilla Storage 1 LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Keith S.r.l. (5)	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
KI 1 SAS (5)	Prejeance Industrial SAS	Francia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Lanas Servas SAS (5)	Aneto SAS	Francia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	(5)	5	
LCG Renewables Energies Spain, S.L.U. (5) (18)	Repsol Renovables, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	118	—	
LCG Renewables Energies France Limited (5) (19)	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	69	1	
LCG Sunproject Uno S.r.l. (5) (20)	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Lorenzo S.r.l. (5)	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	1	—	
Mafra Solar S.r.l. (5)	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Michelangelo S.r.l. (5)	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	1	—	
Natural Power Development, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.	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	—	—	
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. (5)	PI Italy 2 S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	2	—	
Nudo Manzanares 220 KV, A.I.E.	Tramperase, S.L.	España	Infraestructuras comunes de evacuación de la electricidad	P.E.	10,56	27,60	5	—	
Paolo S.r.l. (5)	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Parque Eólico Antofagasta, SpA	Eólica de Taltal, SpA	Chile	Producción de energía eléctrica	I.G. (37)	75,00	100,00	—	—	
Parque Eólico Atacama SPA	Repsol Iberéolica Renovables Chile SpA	Chile	Producción de energía eléctrica	P.E.	37,50	100,00	21	21	
Parque Eólico Valle de Iguña, S.L. (5)	Repsol Ureño, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Parque FV Centauro, S.L.U. (5)	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 2023				
					%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control (2)	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)	
Parque FV Hercules, S.L.U. (5)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Parque FV Orion, S.L.U. (5)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Parque FV Taurus, S.L.U. (5)	Iberia Solar Brownfield 1, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Paul S.r.l. (5)	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	(1)	—	
PE Cabo Leones III SpA	Repsol Iberéolica Renovables Chile SpA	Chile	Producción de energía eléctrica	P.E.	37,50	100,00	—	4	
PE Levante 4W, S.L.U. (5)	Four Winds Investco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
PE Mistral 4W, S.L.U. (5)	Four Winds Investco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
PE Tramontana, S.L.U. (5)	Four Winds Investco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
PI 1 SAS (5)	Prejeance Industrial SAS	Francia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
PI Italy S.r.l. (5)	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U. (36)	Italia	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	1	—	
PI Italy 2 S.r.l. (5)	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U. (36)	Italia	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Pieter S.r.l. (5)	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	1	—	
Prejeance Industrial SAS (5)	LCG Renewables Energies France Limited	Francia	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	23	4	
Promotores Valle- Atalaya, A.I.E. (5)	Repsol Renovables, S.A.	España	Infraestructuras comunes de evacuación de la electricidad	P.E.	19,50	26,00	—	—	
PV Aries S.r.l. (5)	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
PV El Tomillar, S.L. (5)	Generación y Suministro de Energía S.L. (24)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00	14	—	
PV Italy 008 S.r.l. (5)	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	1	1	
PV Sagittarius S.r.l. (5)	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
PV Scorpio S.r.l. (5)	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	1	
PV Taurus S.r.l. (5)	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
PV Virgo S.r.l. (5)	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Radira SPV 2021, S.L.U. (5)	Cefiro Holdco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Renovables Cerro Duran, S.L.(5)	Repsol Cerro Comitre, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Renovables de la Bureba, S.L.(5)	Repsol Bureba, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Renovables de Maials, S.L.(5)	Repsol Maials, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Renovables de Olmedilla, S.L.(5)	Repsol Renovables Olmedilla, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Renovables de Paramillos, S.L. (5)	Repsol Paramillos S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Renovables de Velilla, S.L. (5)	Repsol Velilla, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Renovables de Villarrobledo, S.L. (5)	Repsol Villarrobledo, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Renovables Vientos del Solano, S.L.(5)	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. (5)	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.(23)	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	38,25	100,00	20	1	
Repsol Ala dei Sardi, S.r.l. (5)	Repsol Renovables, S.A.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	1	1	
Repsol Arroyo de la Luz, S.L.U. (5)	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Repsol Bureba, S.L.U. (5)	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 2023				
					%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control (2)	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)	
Repsol Cerro Comitre, S.L.U. (5)	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	172	183	
Repsol Financiera Renovables, S.A.	Repsol Renovables, S.A.	España	Financiera	I.G.	75,00	100,00	20	15	
Repsol Gaude S.r.l.(5)	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	200	8	
Repsol Generación Eléctrica, S.A.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	842	468	
Repsol Ibereólica Renovables Chile SpA	Repsol Chile, SpA	Chile	Sociedad de cartera	P.E.	37,50	50,00	90	83	
Repsol LCG Energies Italia S.r.l. (5) (21)	LCG Renewables Energies Spain, S.L.U.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	2	3	
Repsol Maials, S.L.U (5)	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Repsol Montepuccio 1, S.r.l.(5)	Repsol Renovables, S.A.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Repsol Montepuccio 2, S.r.l.(5)	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	1	1	
Repsol Orria, S.r.l. (5)	Repsol Renovables, S.A.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	1	1	
Repsol Paramillos S.L.U. (5)	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Repsol Puertollano Sunrise, S.L.U. (5)	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Repsol Renewables Development Company LLC	Repsol Renewables North America, Inc	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	5	5	
Lighthouse Renewable, Corp (31)	Repsol Renewables North America, Inc	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	4	4	
Repsol Renewables North America, Inc	Repsol Renovables, S.A.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	1.005	—	
Repsol Renovables Olmedilla, S.L.U. (5)	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	2.083	258	
Repsol San Mauro S.R.L.	Repsol Renovables, S.A.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	1	1	
Repsol Servicios Renovables, S.A.	Repsol Renovables, S.A.	España	Representante en el mercado eléctrico y prestación de servicios a empresas del Grupo	I.G.	75,00	100,00	13	2	
Repsol Ureño, S.L.U. (5)	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	1	1	
Repsol Velilla, S.L.U. (5)	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	2	2	
Repsol Vientos del Solano S.L.U. (5)	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Repsol Villarrobledo, S.L.U. (5)	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Repsol Virgen de Peñarroya, S.L.U. (5)	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Repsol Wind and Solar Spain, S.L.U. (5)	Repsol Renovables, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	244	—	
Set Colectora Valle, A.I.E. (5)	Repsol Renovables, S.A.	España	Infraestructuras comunes de evacuación de la electricidad	P.E.	26,51	35,34	—	—	
Set Promotores Sax, A.I.E.	Repsol Renovables, S.A.	España	Infraestructuras comunes de evacuación de la electricidad	P.E.	12,87	17,15	—	—	
Sidney S.r.l. (5)	Jackson S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	2	—	
Societa Agricola Edward S.r.l. (5)	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Solar Antofagasta SpA	Repsol Ibereólica Renovables Chile SpA	Chile	Producción de energía eléctrica	P.E.	37,50	100,00	7	7	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. (1)	Diciembre 2023				
					%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control (2)	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)	
Solar Elena SpA	Repsol Iberélica Renovables Chile SpA	Chile	Producción de energía eléctrica	P.E.	37,50	100,00	62	62	
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.	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Sunnprod SAS (5)	Aneto SAS	Francia	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	23	—	
Trillo Solar Fotovoltaica, S.L.U.(5)	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Trillo Solar Fotovoltaica 2, S.L.U.(5)	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Trillo Solar Fotovoltaica 3, S.L.U.(5)	Repsol Renovables, S.A.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Trillo Solar Fotovoltaica 4, S.L.U.(5)	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	31	—	
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. (5)	PI Italy S.r.l.	Italia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Viveiro PE Galicia, S.L.U. (5)	Four Winds Investco, S.L.U.	España	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
VOLT SAS (5)	Prejeance Industrial SAS	Francia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
VOLT II SAS (5)	Cinto SAS	Francia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
VOLT III SAS (5)	Prejeance Industrial SAS	Francia	Producción de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	—	—	
Volt B SAS (5)	Prejeance Industrial SAS	Francia	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	(1)	—	
CORPORACIÓN									
Albatros, S.A.R.L.	Repsol, S.A.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	8.346	—	
Begas Motor, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Fabricación, transformación y venta de vehículos a motor, fabricación de equipos eléctricos y electrónicos, piezas y accesorios para vehículos a motor.	P.E.	17,12	17,12	1	—	
DACMa, GmbH (5)	Repsol Energy Ventures S.A.	Alemania	Desarrollo y comercialización tecnología para captura directa CO2	P.E.	10,00	10,00	1	—	
Ezzing Renewable Energies S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	P.E.	24,03	24,03	—	—	
FEHI Holding, S.a.r.l.	Repsol Exploración, S.A.U.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	3.898	202	
Finboot Ltd.	Repsol Energy Ventures, S.A.	Reino Unido	Uso de la tecnología Blockchain con foco para su aplicación en los sectores de la energía, retail y automoción	P.E.	8,99	8,99	—	—	
Gaviota RE, S.A. (7)	Albatros, S.A.R.L.	Luxemburgo	Seguros y reaseguros.	I.G.	100,00	100,00	525	1	
Greenstone Assurance, Ltd.	Gaviota RE, S.A.	Bermudas	Seguros y reaseguros (11)	I.G.	100,00	100,00	—	33	
Nanogap Sub n-m Powder, S.A.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Desarrollo de nanopartículas y nanofibras para su aplicación en materiales, energía y biomedicina	P.E.	8,99	8,99	—	—	
Net Zero Ventures, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	inversiones a la gestora de las dos Entidades de Capital	P.E.	50,00	50,00	—	—	
Repsol Energy Ventures, S.A.U.	Repsol Technology and Ventures, S.L.U.	España	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	16	3	
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	1	1	
Repsol Europe Finance S.A.R.L.	Albatros, S.A.R.L.	Luxemburgo	Sociedad de cartera y financiera	I.G.	100,00	100,00	6.864	4.198	
Repsol Finance Brasil S.A.R.L.	Repsol Exploração Brasil Ltda.	Luxemburgo	Sociedad de cartera y financiera	I.G.	100,00	100,00	1.076	4	
Repsol Gestión de Divisa, S.L.	Repsol, S.A.	España	Financiera	I.G.	100,00	100,00	129	—	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2023				
					%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Repsol International Finance, B.V.	Repsol, S.A.	Países Bajos	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	704	301	
Repsol Technology and Ventures, S.L.U	Repsol, S.A.	España	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	19	—	
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	Repsol, S.A.	España	Financiera	I.G.	100,00	100,00	510	—	
OGCI Climate Investments LLP	Repsol Energy Ventures, S.A.	Reino Unido	Desarrollo de tecnología	P.E.	9,09	9,09	53	55	
Ovalo, S.a.r.l (5)	Albatros, S.A.R.L.	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Perseo Biotechnology S.L.U.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Fabricación, distribución y venta de biocombustibles	P.E.	24,99	24,99	1	2	
Rocsole OY	Repsol Energy Ventures, S.A.	Finlandia	Desarrollo de tecnología	P.E.	15,34	15,34	—	—	
Smarmia Energy, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Prestación de servicios de eficiencia energética sobre una plataforma Cloud	P.E.	33,51	33,51	2	—	
Sunrgyze, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Desarrollo y escalado de tecnología de fotosíntesis artificial para la producción de hidrógeno	P.E.	50,00	50,00	—	—	
Recreus Industries, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	16,67	16,67	—	—	
Trovant Technology S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Consultoría, asesoría y formación en el campo de la biotecnología con aplicaciones medioambientales. Actividades de investigación y desarrollo relacionadas con la aplicación y escalado de biotecnología medioambiental.	P.E.	9,81	9,81	—	—	

- (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 participación directa e indirecta de la sociedad matriz inmediatamente superior sobre la filial.
- (3) Corresponde a los datos de Patrimonio Neto y Capital Social utilizados en el proceso de consolidación del Grupo, antes de los ajustes asociados a éste. Aquellas compañías cuya moneda funcional no es el euro ha sido convertido al tipo de cambio de cierre. Los importes están redondeados (figuran como cero aquellos inferiores a medio millón de euros).
- (4) Participaciones en operaciones conjuntas (ver Anexo IIB) 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.
- (5) Sociedades incorporadas al Grupo Repsol en el ejercicio 2023 (ver Anexo IIC).
- (6) Sociedad en proceso de liquidación.
- (7) Esta sociedad posee participación minoritaria en la sociedad Everen Limited (5,03%), domiciliadas en Bermudas.
- (8) Esta sociedad, constituida legalmente en Bahamas, está domiciliada fiscalmente en Reino Unido.
- (9) Esta sociedad, constituida legalmente en Islas Virgenes Británicas, está domiciliada fiscalmente en Reino Unido.
- (10) Esta sociedad, constituida legalmente en Barbados, está domiciliada fiscalmente en Países Bajos.
- (11) Sociedad sin actividad.
- (12) Los datos de Capital Social y Patrimonio Neto corresponden al 2022.
- (13) El patrimonio neto se corresponde con el valor del subgrupo consolidado.
- (14) Valor patrimonial incluido en su matriz.
- (15) En diciembre el 22% que ostentaba Enekem Spain Holding S.L.U se ha traspasado a Repsol Industrial Transformation S.L.U.
- (16) Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Lux E&P S.a.r.l. El cambio tuvo lugar en febrero 2023.
- (17) Esta sociedad se denominaba anteriormente Tucan LNG S.a.r.l. El cambio tuvo lugar en junio 2023.
- (18) Esta sociedad se denominaba anteriormente Asterion Energies, S.L. El cambio tuvo lugar en junio 2023.
- (19) Esta sociedad se denominaba anteriormente Asterion Renewables France Limited. El cambio tuvo lugar en junio 2023.
- (20) Esta sociedad se denominaba anteriormente Asterion Sunproject Uno S.r.l. El cambio tuvo lugar en junio 2023.
- (21) Esta sociedad se denominaba anteriormente Asterion Energies Italia S.r.l. El cambio tuvo lugar en junio 2023.
- (22) La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol Industrial Transformation. El cambio tuvo lugar en junio 2023.
- (23) La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol Wind and Solar, S.L.U., el cambio tuvo lugar en noviembre 2023 y anteriormente la matriz fue Iberen Renovables, S.A., el cambio tuvo lugar en junio 2023.
- (24) La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol Wind and Solar, S.L.U., el cambio tuvo lugar en noviembre 2023 y anteriormente la matriz Edíca Montesinos, S.L., el cambio tuvo lugar en junio 2023.
- (25) La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol Renovables, S.A. El cambio tuvo lugar en junio 2023.
- (26) La matriz de esta sociedad era anteriormente Talisman International (Luxembourg) S.a.r.l. El cambio tuvo lugar en junio 2023.
- (27) La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol Upstream Inversiones, S.A. El cambio tuvo lugar en agosto 2023.
- (28) En el proceso de disolución y liquidación de Repsol Oil & Gas Canada, Inc. la sociedad matriz cambió en septiembre 2023.
- (29) En el proceso de disolución y liquidación de Repsol Oil & Gas Canada, Inc. la sociedad matriz cambió en octubre 2023.
- (30) La matriz de esta sociedad era anteriormente Alba Emission Free Energy, S.A. El cambio tuvo lugar en octubre 2023.
- (31) Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Renewables Development Holdings Corp. El cambio tuvo lugar en julio 2023.
- (32) Esta sociedad se denominaba anteriormente Dominicana Offshore Wind, LLC. El cambio tuvo lugar en agosto 2023.
- (33) La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol Wind and Solar, S.L.U., el cambio tuvo lugar en noviembre 2023 y anteriormente la matriz Repsol Renovables, S.A, el cambio tuvo lugar en junio 2023.
- (34) La matriz de esta sociedad era anteriormente Talisman International Holding, BV, el cambio tuvo lugar en diciembre 2023.
- (35) La matriz de esta sociedad era anteriormente Repsol Exploração Brasil, Ltda. el cambio tuvo lugar en diciembre 2023.
- (36) La matriz de esta sociedad era anteriormente Prejeance Industrial SAS el cambio tuvo lugar en diciembre 2023.
- (37) Esta sociedad ha cambiado de método de consolidación a raíz del aumento de participación de su matriz (Eólica de Taltal, SpA), de P.E. a I.G.

Anexo IIB: Operaciones conjuntas del Grupo a 31 de diciembre de 2023

A continuación, se presentan las principales Operaciones Conjuntas (ver Nota 4.4) del Grupo Repsol (incluyendo aquellas en las que se participa a través de un negocio conjunto)⁵⁸:

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad ⁽⁵⁾
UPSTREAM			
Argelia			
Bloque 405a	35,00%	Pertamina	Desarrollo/Producción
Reggane Nord	36,00%	Groupement Reggane Nord	Desarrollo/Producción
Australia⁽⁴⁾			
JPDA o6-105 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
Carohuaicho 8D	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración
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
Monteagudo	39,67%	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⁽²⁾			
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
C-M-821	50,00%	Repsol	Exploración
S-M-764	50,00%	Chevron	Exploración
Colombia			
CPO-9 - Akacias Production Area	45,00%	Ecopetrol	Desarrollo/Producción
Caguan 5	50,00%	Frontera Energy	Exploración
Caguan 6	40,00%	Frontera Energy	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Chipirón	8,75%	SierraCol	Desarrollo/Producción
CPE-8	50,00%	Repsol	Exploración
CPO-9 - Exploration Area	45,00%	Ecopetrol	Exploración
Cravo Norte	5,63%	SierraCol	Desarrollo/Producción
Cosecha	17,50%	SierraCol	Desarrollo/Producción
Rondón	4,38%	SierraCol	Desarrollo/Producción

⁵⁸ 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 ⁽⁵⁾
España ⁽⁴⁾			
Albatros	82,00%	Repsol	En proceso de salida
Angula	53,85%	Repsol	En proceso de salida
Boquerón	61,95%	Repsol	En proceso de salida
Casablanca-Montanazo Unificado	68,67%	Repsol	En proceso de salida
Casablanca No Unificado	67,35%	Repsol	En proceso de salida
Montanazo D	72,44%	Repsol	En proceso de salida
Rodaballo	65,42%	Repsol	En proceso de salida
Barracuda	60,21%	Repsol	En proceso de salida
Estados Unidos ⁽⁵⁾			
<i>Alaska</i>			
Horseshoe Unit	49,00%	Santos	Exploración
Pikka Unit	49,00%	Santos	Desarrollo/Producción
Quokka	44,77%	Santos	Exploración
Alignment Agreement Area	49,00%	Santos	Exploración
<i>Golfo de México</i>			
Blacktip North - AC 335	50,00%	Llog	Exploración
Stingray	20,00%	Shell	Exploración
Shenzy Unit	28,00%	Woodside	Desarrollo/Producción
Blacktip	50,00%	Llog	Exploración
Bobcat	25,00%	Shell	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
Lucille	25,00%	Shell	Exploración
Mocassin North	50,00%	Llog	Exploración
Castile	35,63%	Llog	Desarrollo/Producción
Monument	20,00%	Beacon	Exploración
Mollerussa	20,00%	Shell	Exploración
Noel	50,00%	Llog	Exploración
Green Canyon 6o8 (Shenzy Unit)	28,00%	Woodside	Desarrollo/Producción
Christmas Bay	20,00%	Shell	Exploración
La Sal	20,00%	Shell	Exploración
Vonnegut	33,00%	Llog	Exploración
Steinbeck	33,00%	Llog	Exploración
PHOBOS PROJECT	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	Exploración
<i>Eagle Ford</i>			
Eagle Ford Texas	89,84%	Repsol	Desarrollo/Producción
<i>Marcellus</i>			
Marcellus New York ^(*) Exploration Unconventional	99,71%	Repsol	Exploración
Marcellus New York	86,19%	Repsol	Desarrollo/Producción
Marcellus Pennsylvania	84,92%	Repsol	Desarrollo/Producción
Indonesia			
Corridor PSC	24,00%	Medco	Desarrollo/Producción
South Sakakemang	80,00%	Repsol	Exploración
Sakakemang	45,00%	Repsol	Exploración
South East Jambi	40,00%	Repsol	Exploración

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad ⁽⁵⁾
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	30,00%	Repsol	Exploración
Noruega			
PL 019 G	61,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 025	15,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 038C	70,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 052	27,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
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 ⁽⁴⁾			
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 Blane Field)	43,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
P111 (30/3a Upper)	30,49%	Repsol	Desarrollo/Producción
P185 (30/11b)	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
P185 (30/12b inc. Halley field)	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
P201 (16/21a)	15,00%	Premier	Desarrollo/Producción
P201 (16/21d)	15,00%	Premier	Desarrollo/Producción
P219 (16/13a)	38,18%	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%	JX Nippon	Exploración
P240 (16/22a- non Arundel Area)	36,98%	Repsol	Desarrollo/Producción
P249 (14/19n_F1- Claymore)	92,48%	Repsol	Desarrollo/Producción
P291 (22/175)	58,97%	Repsol	Desarrollo/Producción
P291 (22/22a)	58,97%	Repsol	Desarrollo/Producción
P291 (22/23a)	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	Desarrollo/Producción
P344 (16/21b_F1*-Balmoral Field Area)	15,80%	Premier	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c*- Rest of block excluding Stirling)	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c_f1*)	15,32%	Premier	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c_f1*-Balmoral)	15,80%	Premier	Desarrollo/Producción
P534 (98/06a-Wareham)	5,00%	Perenco	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad ⁽⁵⁾
P534 (98/06a-Wych Farm UOA)	4,95%	Perenco	Desarrollo/Producción
P729 (13/29b - Blake Ext Non Skate_Devel.)	80,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
P729 (13/29b - Ross Unitised Field UOIA interests)	69,18%	Repsol	Desarrollo/Producción
P729 (13/29b - Ross Field Area)	80,00%	Repsol	Exploración
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			
5B Manakin	30,00%	BP	Desarrollo/Producción
East Block	30,00%	BP	Desarrollo/Producción
S.E.C.C. Ibis	10,80%	EOG	Desarrollo/Producción
West Block	30,00%	BP	Desarrollo/Producción
Venezuela			
Barua Motatán	40,00%	Petroquiriquire	Desarrollo/Producción
Carabobo	11,00%	Petrocarabobo	Desarrollo/Producción
Cardon IV	50,00%	Cardon IV	Desarrollo/Producción
Mene Grande	40,00%	Petroquiriquire	Desarrollo/Producción
Quiriquire	40,00%	Petroquiriquire	Desarrollo/Producción
Quiriquire Gas	60,00%	Quiriquire Gas	Desarrollo/Producción
Yucal Placer Norte	15,00%	Ypergas	Desarrollo/Producción
Yucal Placer Sur	15,00%	Ypergas	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

⁽¹⁾ Corresponde a la participación que tiene la Sociedad del Grupo en el Acuerdo Conjunto.

⁽²⁾ El 26 de enero de 2023 la empresa PetroRio ha comprado la participación de Petrobras, reemplazándola como operador de Albacora Leste.

⁽³⁾ Los derechos sobre el dominio minero en Estados Unidos se articulan sobre un gran número de acuerdos de Operación Conjunta (o JOA "Joint Operating Agreements"). Se han agrupado en función de áreas geográficas y participación de Repsol.

⁽⁴⁾ Países en proceso de salida.

⁽⁵⁾ 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.

Anexo IIC: Principales variaciones del perímetro del Grupo en 2023

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	2023		
					Método de consolidación ⁽¹⁾	% 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 %

						2023		
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	% 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 S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
ISC Greenfield 2, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
ISC Greenfield 3, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
ISC Greenfield 4, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
ISC Greenfield 5, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
ISC Greenfield 6, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
ISC Greenfield 8, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
ISC Greenfield 9, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
ISC Greenfield 10, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
ISC Greenfield 11, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
ISC Greenfield 13, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
ISC Greenfield 17, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
ISC Greenfield 18, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
ISC Greenfield 19, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
ISC Greenfield 20, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
ISC Greenfield 24, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
ISC Greenfield 25, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
Parque FV Centauro, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
Parque FV Hercules, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
Parque FV Orion, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield S.L.U.	Adquisición	febrero-23	I.G.	100,00 %	100,00 %	
Parque FV Taurus, S.L.U. (3)	España	Iberia Solar Brownfield 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 %	

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	2023		
					Método de consolidación ⁽¹⁾	% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
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 %
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 %

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	2023	
						% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
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 %
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 %

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	2023		
					Método de consolidación ⁽¹⁾	% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
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 %
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⁾ Corresponde al porcentaje de participación patrimonial en la sociedad adquirida.

⁽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 %	— %
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 %	— %
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 %
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 %	— %

⁽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.

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022

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)	2022	
						% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición (2)
Repsol Shale Oil & Gas LLC	Estados Unidos	Repsol E&P USA Holdings Inc	Constitución	enero-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Jicarilla Solar 2 Holdings LLC	Estados Unidos	Jicarilla Solar 2 Class B LLC	Constitución	febrero-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Jicarilla Solar 2 Class B LLC	Estados Unidos	Repsol Renewables North America, Inc	Constitución	febrero-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Medusa Alternativas Suministro Eléctrico, S.L.	España	Repsol Customer Centric, S.L. (3)	Adquisición	febrero-22	P.E.	33,00 %	33,00 %
Jicarilla Solar 1 LLC	Estados Unidos	Repsol Renewables Development Company LLC	Adquisición	marzo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Jicarilla Storage 1 LLC	Estados Unidos	Repsol Renewables Development Company LLC	Adquisición	marzo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Jicarilla Solar 1 Bond Purchaser LLC	Estados Unidos	Jicarilla Solar 1 LLC	Adquisición	marzo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Jicarilla Storage Bond Purchaser LLC	Estados Unidos	Jicarilla Storage 1 LLC	Adquisición	marzo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Enerkem Inc.	Canadá	Repsol Química, S.A.	Adquisición	marzo-22	P.E.	14,21 %	14,21 %
Hecate Energy Frye Solar LLC	Estados Unidos	Repsol Renewables Development Company LLC	Adquisición	abril-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Renewables Italia S.R.L.	Italia	Repsol Renovables, S.A.U. (4)	Constitución	mayo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Nughedu S.R.L.	Italia	Repsol Renovables, S.A.U. (4)	Constitución	mayo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Uta S.R.L.	Italia	Repsol Renovables, S.A.U. (4)	Constitución	mayo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Venosa S.R.L.	Italia	Repsol Renovables, S.A.U. (4)	Constitución	mayo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol San Mauro S.R.L.	Italia	Repsol Renovables, S.A.U. (4)	Constitución	mayo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Salamanca Midstream, LLC	Estados Unidos	Repsol Oil & Gas Gulf of México, LLC	Constitución	mayo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Salamanca Infrastructure, LLC	Estados Unidos	Repsol Salamanca Midstream, LLC	Constitución	mayo-22	P.E.	22,50 %	22,50 %
Basque Hydrogen, S.L	España	Alba Emission free Energy, SA	Constitución	mayo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Financiera Renovables, S.A	España	Repsol Renovables, S.A.U. (4)	Constitución	mayo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Ampere Power Energy S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento part	mayo-22	P.E.	0,46 %	7,10 %
Arcos 400 Renovables, A.I.E.	España	Arco Energía 1, S.L.U.	Adquisición	junio-22	P.E.	49,05 %	49,05 %
Nesa Vento Galego 1, S.L.	España	Repsol Renovables, S.A.U. (4)	Adquisición	junio-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Nesa Vento Galego 2, S.L.	España	Repsol Renovables, S.A.U. (4)	Adquisición	junio-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Nesa Vento Galego 3, S.L.	España	Repsol Renovables, S.A.U. (4)	Adquisición	junio-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Solar 360 de Repsol y Movistar, S.L.	España	Repsol Customer Centric, S.L. (3)	Adquisición	junio-22	P.E. (N.C.)	50,00 %	50,00 %

(1) Método de consolidación:

I.G.: Integración global.

P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos se identifican como "N.C.".

(2) Corresponde al porcentaje de participación patrimonial en la sociedad adquirida.

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⁾	2022	
						% derechos de voto enajenados o dados de baja	% derechos de voto totales tras la enajenación
Nanogap Sub N-M Powder	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Disminución part.	enero-22	P.E.	2,67 %	9,85 %
Repsol Oil & Gas Malaysia (PM3), Ltd.	Barbados	Fortuna International Petroleum Corporation	Enajenación	enero-22	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Oil & Gas Malaysia, Ltd.	Barbados	Fortuna International Petroleum Corporation	Enajenación	enero-22	I.G.	100,00 %	— %
Fortuna International Petroleum Corporation	Barbados	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	enero-22	I.G.	100,00 %	— %
Talisman Vietnam, Ltd.	Barbados	Fortuna International Petroleum Corporation	Enajenación	enero-22	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Ecuador, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	enero-22	I.G.	98,36 %	— %
JSC Eurotek - Yugra	Rusia	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Enajenación	enero-22	P.E. (N.C.)	67,40 %	— %
ASB GEO	Rusia	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	febrero-22	P.E. (N.C.)	50,01 %	0,00 %
Valdesolar Hive, S.L.	España	Repsol Renovables, S.A.U.	Disminución part	marzo-22	I.G.	49,00 %	51,00 %
Nanogap Therapeutics, S.L.U.	España	Nanogap Sub n-m Powder, S.A.	Disminución part	mayo-22	P.E.	36,77 %	63,23 %
Sorbwater Technology A.S	Noruega	Repsol Energy Ventures, S.A.	Enajenación	mayo-22	P.E.	30,78 %	— %
Talisman (Sumatra), Ltd.	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Disolución	mayo-22	I.G.	100,00 %	— %
Begas Motor, S.L.	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Disminución part	junio-22	P.E.	1,79 %	17,12 %
Gestión Activa de Pedidos S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Enajenación	julio-22	I.G.	100,00 %	— %
Ezzing Renewable Energies S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	agosto-22	P.E.	0,29 %	24,03 %
Basque Hydrogen, S.L.	España	Alba Emission free Energy, SA	Disminución part	agosto-22	P.E. (N.C.) (2)	49,00 %	51,00 %
Nanogap Sub n-m Powder, S.A.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	agosto-22	P.E.	0,90 %	8,95 %
Tramperase, S.L.	España	Repsol Renovables, S.A.U.	Disminución part	agosto-22	I.G.	49,00 %	51,00 %
Net Zero Ventures, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	septiembre-22	P.E. (2)	50,00 %	50,00 %
Repsol Renovables, S.A.U	España	Repsol, S.A.	Disminución part	septiembre-22	I.G.	25,00 %	75,00 %
Enerkem Inc.	Canadá	Repsol Química, S.A.	Disminución part	noviembre-22	P.E.	0,01 %	14,20 %
Caiageste - Gestão de Areas de Serviço, Ltda.	Portugal	GESPOST	Disolución	diciembre-22	P.E.	50,00 %	— %
Talisman Vietnam 07/03, B.V.	Países Bajos	Repsol Greece Ionian, S.L.	Disolución	diciembre-22	I.G.	100,00 %	— %
Talisman Vietnam 135-136, B.V.	Vietnam	Repsol Greece Ionian, S.L.	Disolución	diciembre-22	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.".

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 esta nota. 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 las partes firmantes en sus respectivos "National Determined Contribution", han tenido un impacto importante en el desarrollo de nuevas políticas climáticas 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 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.

En particular y dentro del paquete de propuestas "Fit for 55", destacamos que el 18 de octubre de 2023 fue publicado 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 (actualmente en revisión de conformidad con el Reglamento (UE) 2018/1999), (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.

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, adecua las competencias de la CNMC a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación con las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural.

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.

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 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, la Ley 8/2015 permite a los distribuidores al por menor de productos petrolíferos suministrar producto a otros distribuidores al por menor, bastando para ello con que se inscriban previamente en el registro de impuestos especiales.

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 desde el 1 de abril de 2022 y hasta el 30 de junio de 2022 y que fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2022 por el Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio. A fin de contribuir a la anterior medida se articula igualmente una prestación patrimonial de carácter público no tributario que se impone a los operadores al por mayor de productos petrolíferos con capacidad de refino en España y con una cifra anual de negocios superior a 750 millones de euros. Los citados operadores, entre ellos Repsol, podían quedar exonerados de esta prestación cuando se comprometían a realizar de forma inequívoca un descuento de importe mínimo equivalente a € 5 céntimos por litro/kilogramo en las ventas a los consumidores finales de los productos energéticos alcanzados por la bonificación. Este compromiso fue asumido por Repsol, que fue renovado con anterioridad al 1 de julio de 2022. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia era el organismo encargado de la verificación del cumplimiento efectivo del compromiso de descuento. El Real Decreto-ley 20/2022, de 27 de diciembre reemplazó la bonificación general de 20 céntimos por litro de determinados carburantes por medidas más específicas dirigidas a fomentar el uso del transporte público y por ayudas a sectores más dependientes del uso de los carburantes, y con mayor exposición a las fluctuaciones de precios. Como transporte, agricultura y pesca. No obstante lo anterior Repsol mantuvo desde el 1 de enero y hasta el 31 de marzo de 2023 su descuento de 10 céntimos de euro por litro de carburante a los usuarios de Waylet y, posteriormente, hasta el 1 de abril de 2023 donde lanzó 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 al las distintas energías Repsol. Desde el 6 de septiembre de 2023 viene duplicando estos descuentos.

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.

En cuanto a los productos petrolíferos, el Real Decreto-ley 15/2013, de 13 de diciembre introdujo una modificación de la LSH, por la que se indica que reglamentariamente se habrán de establecer los procedimientos administrativos y obligaciones necesarias para garantizar de forma permanente un nivel de existencias mínimas de seguridad equivalente, al menos, a la mayor de las cantidades correspondientes, bien a 90 días de importaciones netas diarias medias o bien a 61 días de consumo interno diario medio correspondiente al año de referencia, en petróleo equivalente.

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 ha modificado 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 establece:

- 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 0 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 (publicada en octubre de 2020), 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 (publicada el 3/11/2020), 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, realiza la transposición 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.

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 precio del GLP, en ciertos casos, se encuentra sometido a precios máximos de venta al público. El precio del GLP a granel y del GLP embotellado en bombonas de capacidad inferior a 8 kilos o superior a 20 kilos se encuentra liberalizado; por su parte, la Ley 18/2014 de 15 de octubre, ha liberalizado los envases de más de 8 kgs. y menos 20 kgs., cuya tara no sea superior a 9 kilogramos, 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 a 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 kilos 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, se mantendrá en 19,55 €, . Esta medida se amplía por Real Decreto-ley 20/2022, de 27 de diciembre y por Real Decreto-ley 5/2023, de 28 de junio, por el que se adoptan y prorrogan determinadas medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania, de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad; de transposición de Directivas de la Unión Europea en materia de modificaciones estructurales de sociedades mercantiles y conciliación de la vida familiar y la vida profesional de los progenitores y los cuidadores; y de ejecución y cumplimiento del Derecho de la Unión Europea amplia hasta el 31 de diciembre de 2023 el alcance temporal de la limitación del precio máximo de venta de los gases licuados del petróleo envasados.

Finalmente, el Real Decreto-ley 20/2022 de 27 de diciembre estableció que las revisiones correspondientes del precio máximo de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo que se aprueben desde la entrada en vigor del real decreto-ley hasta el hasta el 30 de junio de 2023 de los gases licuados del petróleo envasados que resulte de la aplicación del sistema establecido en la Orden IET/389/2015, no podrá superar el precio máximo antes de impuestos, establecido por la Resolución de 12 de mayo de 2022 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publican los nuevos precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados, en envases de carga igual o superior a 8 kg, e inferior a 20 kg, excluidos los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante.

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. Las metodologías relativas al resto de peajes desplegaron sus efectos a partir del 1 de octubre de 2021, fecha hasta la cual continuarán aplicándose la estructura de los peajes y las reglas de facturación vigentes. Mediante Resolución de 27 de mayo de 2021 de la CNMC, se establecieron los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2022.

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, cuya primera aplicación se ha materializado en el año 2022 mediante la publicación de la Orden TED/929/2022, de 27 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2023.

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.

Mediante Resoluciones de 16 de diciembre de 2021 y de 24 de noviembre de 2022, la CNMC actualizó la información de los operadores dominantes en los sectores energéticos figurando en ambos casos el Grupo Repsol como operador dominante del referido mercado.

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 han convocado 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. 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.

El Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica y de producción con autoconsumo resultó modificado sustancialmente por el Real Decreto-ley 15/2018, y posteriormente, derogado por el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo en España. Esta última norma suplementa el marco regulatorio impulsado por el Real Decreto-ley 15/2018 que tuvo como medida principal la derogación del comúnmente denominado "impuesto al sol", y supuso un nuevo panorama energético que apuesta por un modelo basado en la generación distribuida y las energías renovables. Entre los aspectos que introduce el citado Real Decreto 244/2019, cabe destacar:

- La energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, estará exenta de todo tipo de cargos y peajes.
- Reconocimiento de la figura del autoconsumo compartido por la cual se habilita la posibilidad de que varios usuarios puedan beneficiarse de una misma instalación generadora.
- Simplificación de trámites y plazos burocráticos para la legalización de las instalaciones.
- Introducción de la compensación simplificada por excedentes de generación.

b. Régimen retributivo de la actividad de comercialización

La actividad de comercialización se basa en los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente. La comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes.

Es destacable la Ley 24/2013, desarrollada con posterioridad por el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. Estos precios se definen, en línea con las anteriormente denominadas tarifas de último recurso, como los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores de referencia a los consumidores que se acojan a ellos. Configurado inicialmente como un precio dinámico que internaliza la volatilidad de la señal de precio del mercado mayorista eléctrico, el PVPC ha sido objeto de reforma por obra del Real Decreto 446/2023, de 13 junio, norma que, a partir del 1 de enero de 2024, limita la categoría de consumidores que pueden contratar este precio regulado (personas físicas y microempresas con potencia contratada no superior a 10 kW y conectadas en baja tensión) e introduce en la fórmula de cálculo del PVPC una señal de precios a los productos a plazo (productos OMIP mensual, trimestral y anual).

El Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, establece la metodología para el cálculo de los

costes de comercialización de las comercializadoras de referencia a incluir en el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor. La Orden ETU/1948/2016, de 22 de diciembre, fijó los valores de los costes de comercialización de las comercializadoras de referencia a incluir en el cálculo del PVPC en el período 2014-2018, que resultan de aplicar la nueva metodología aprobada. El valor de los costes de comercialización a considerar en el cálculo del PVPC se ha venido prorrogando desde 2018, encontrándose pendiente de actualización.

Los criterios para designar a los comercializadores de referencia y las obligaciones de éstos en relación con el suministro a determinados colectivos de consumidores son establecidos en 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 encabezan la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre) y aquellos consumidores que, sin tener derecho a los precios voluntarios para el pequeño consumidor, carezcan transitoriamente de un contrato de suministro con un comercializador. Los consumidores vulnerables pueden beneficiarse, previa solicitud y comprobación de ciertos requisitos personales y de renta, del bono social, definido como un descuento sobre el PVPC. Fruto de la crisis energética, el Gobierno español adoptó medidas de refuerzo del bono social, destacando el incremento de los porcentajes de descuento sobre el PVPC hasta finales del año 2023 (inicialmente establecido por el Real Decreto-ley 23/2021 y prorrogado sucesivamente) 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 2023 han sido fijados por la Orden TED/81/2023, de 27 de enero.

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.

El Real Decreto-ley 3/2023, de 28 de marzo, de prórroga del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, prorrogó el mecanismo de ajuste hasta el 31 de diciembre de 2023.

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 quedarán 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).

Intervención de emergencia en el mercado de la energía

El día 7 de Octubre de 2022 entró en vigor el Reglamento (UE) 2022/1854 relativo a una intervención de emergencia para dar una respuesta y coordinada a escala de la Unión frente a los elevados precios de la energía, mediante el cual se establecieron de manera temporal varias medidas (i) un tope conjunto de 180 EUR por MWh a los ingresos de generación de electricidad a ciertos productores eléctricos designados en el Reglamento, (ii) una contribución solidaria temporal de las empresas y establecimientos permanentes de la Unión que operan en los sectores del petróleo crudo, el gas natural, el carbón y la refinería respecto de los beneficios obtenidos en los ejercicios fiscales 2022 y/o 2023 o, ambos, que estén por encima de un aumento del 20% de los beneficios imponibles medios generados en los cuatro ejercicios fiscales iniciados el 1 de enero de 2018, o después de esa fecha, y (iii) medidas para reducir la demanda mediante un objetivo vinculante de reducción del consumo bruto de electricidad mensual total en un 10 % en comparación con la media del consumo bruto de electricidad en los meses correspondientes del período de referencia (período comprendido entre el 1 de noviembre y el 31 de marzo de los cinco años consecutivos anteriores a la fecha en vigor del reglamento 2022/1854, a partir del período comprendido entre el 1 de noviembre de 2017 y el 31 de marzo de 2018) y una reducción del consumo bruto de la electricidad durante las horas punta.

En España, el 28 de diciembre de 2022 se publicó la Ley 38/2022 que dispone que los operadores principales en el sector energético deberán satisfacer un gravamen (prestación patrimonial de carácter público no tributaria) con carácter temporal. Para más información véase la Nota 22.

Adicionalmente, el Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad, articuló un mecanismo temporal de minoración de la retribución que las centrales no emisoras, de potencia superior a 10 MW y sin RECORE perciben como consecuencia del funcionamiento marginalista del mercado. El Real Decreto-ley 23/2021, de 26 de octubre, introdujo una precisión respecto al ámbito de aplicación del citado mecanismo de minoración de la retribución, eximiendo a aquella energía que se encuentre cubierta por algún instrumento de contratación a plazo, cuando el precio de cobertura sea fijo y se haya celebrado con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley o cuando, habiéndose celebrado con posterioridad a la entrada en vigor de dicho Real Decreto-ley, su periodo de cobertura sea, además, superior a un año. Posteriormente, el Real Decreto-ley 6/2022 modificó este ámbito de aplicación, de modo que quedase exenta aquella energía cubierta por instrumento de contratación a plazo celebrado con posterioridad 31 de marzo de 2022, con precio de cobertura igual o inferior a 67 €/MWh, o bien con precio equivalente en consumidor final en caso de instrumentos intragrupo entre empresas pertenecientes a un mismo grupo verticalmente integrado. Asimismo, el ámbito temporal de aplicación del mecanismo ha sido ampliado hasta el 31 de diciembre de 2023 por obra del mencionado Real Decreto-ley 6/2022 y de los posteriores Reales Decretos-Leyes 11/2022 y 18/2022.

La Orden TED/517/2022, de 8 de junio, por la que se determina la fecha de entrada en funcionamiento del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, da publicidad a la decisión de la Comisión Europea que autoriza dicho mecanismo. De acuerdo a la misma, a partir del día 14 de junio es aplicable el mecanismo de ajuste previsto en el Real Decreto-ley 10/2022 que afecta a la casación del mercado mayorista de la electricidad. El citado Real Decreto-ley tiene como fin la reducción del precio marginal de la electricidad en los mercados mayoristas de la península ibérica (España y Portugal) y, en última instancia, promover una reducción de los precios minoristas soportados por todos los consumidores finales de electricidad. La medida emplea una fórmula matemática para limitar el precio del gas repercutido por las centrales térmicas en las ofertas que fijan el precio del mercado mayorista de la electricidad. El precio de referencia del gas que se establece en el mecanismo es variable, comenzando por un valor de 40 €/MWh durante los seis primeros meses e incrementándose en escalones mensuales sucesivos. Las cantidades correspondientes a dicho mecanismo son financiadas por aquellos consumidores que se benefician del mismo, quedando exentos del pago aquellos instrumentos de cobertura a plazo firmados con anterioridad al 26 de abril de 2022. El Real Decreto-ley 3/2023, de 28 de marzo, operó la extensión de este mecanismo hasta el 31 de diciembre de 2023, acordando, en consecuencia, la senda lineal del precio de referencia del gas natural a considerar hasta finales de 2023 y permitiendo la exención de los instrumentos de cobertura a plazo firmados con anterioridad al 7 de marzo de 2023.

El Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, ha regulado un nuevo tipo de renuncia voluntaria al régimen retributivo específico para las instalaciones de cogeneración y tratamiento de purines y lodos de aceite de oliva, de manera que las instalaciones que renuncien al régimen retributivo específico puedan solicitar la inclusión en el mecanismo de ajuste regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, siempre que dicho mecanismo de ajuste se encuentre en vigor.

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° 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° 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° 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° 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 por ciento 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 inter cambios 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 10339 "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 (preliminariamente) 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 a su amparo tendrán carácter de Contratos-Ley; por consiguiente, solo podrán ser modificados por acuerdo escrito entre las partes. Para lograr los objetivos antes mencionados, la LOH crea PERUPETRO S.A., empresa Estatal de Derecho Privado, organizada como Sociedad Anónima, a la cual el Estado, en su calidad de propietario de los hidrocarburos ubicados dentro de su territorio, otorga el derecho de propiedad sobre dichos hidrocarburos, con la finalidad de que PERUPETRO pueda negociar, celebrar y supervisar contratos de exploración y/o explotación con un 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 010-2004 se creó el Fondo para la Estabilización de los Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo (FEPC), como un fondo intangible destinado a evitar que la alta volatilidad de los precios del petróleo y sus derivados se traslade a los consumidores. El mecanismo de funcionamiento del FEPC establecido por el D.U. 010-2004 y su Reglamento, contempla que cuando el Precio de Paridad de Importación o Exportación, según sea el caso, resulta mayor que el Límite Superior de la Banda de Precios correspondiente, los Productores e Importadores podrían aplicar un descuento en los precios de los productos por el mismo valor definido por el factor de compensación aprobado por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, generándose una deuda del FEPC con dichos Productores e Importadores por el monto de las compensaciones aplicadas. Contrariamente, cuando el Precio de Paridad de Importación o Exportación, según sea el caso, resulta menor que el Límite Inferior de la Banda de Precios correspondiente, se genera una obligación de los Productores e Importadores con el FEPC definido por el factor de aportación. El artículo 10 del D.U. 010-2004 establece que cada compañía determinará libremente, de acuerdo a sus políticas comerciales, las primas o descuentos a aplicar para cada producto y cliente sobre los precios referenciales de OSINERGMIN, conservando la libertad de fijar los precios de venta a sus clientes.

Si bien el FEPC se aplicó por muchos años, en marzo del 2020 se excluyó al Diésel y al GLP del FEPC. Sin embargo, en marzo del 2021, el Ministerio de Energía y Minas aprobó el Decreto Supremo N.º 006-2021-EM, prorrogado por el Decreto Supremo N.º 015-2021-EM, que incluyó temporalmente al Diésel para uso vehicular en el FEPC (en el período comprendido entre el 27 de marzo y el 27 de agosto de 2021). Entre las modificaciones más saltantes del mecanismo de reconocimiento de las compensaciones del Fondo sólo a las empresas que mantienen su precio de venta primaria estabilizado y sin variación respecto del precio de venta primaria vigente a la fecha de publicación del referido decreto. Esta disposición condiciona las compensaciones al mantenimiento de precios fijos, contraviniendo la libertad de contratación, así como el artículo 77 de la LOH que establece que los precios del petróleo crudo y sus derivados se rigen por la oferta y la demanda y desnaturaliza el FEPC.

Posteriormente, el Decreto Supremo N.º 025-2021-EM, del 9 de noviembre de 2021 incluyó el Diésel de uso vehicular al FEPC por tiempo indefinido. También dispuso que Precio de Venta Primaria de dicho combustible debe mantenerse estabilizado, es decir, no se encuentre por encima de la Banda de Precio Objetivo (definido por el OSINERGMIN) correspondiente, lo cual significa una variación con relación con la redacción de los decretos supremos del 2021 citados anteriormente, pero permanece inalterable la vulneración de principios como la libertad de contratación y la libre fijación de precios del petróleo crudo y sus derivados de acuerdo con la oferta y la demanda conforme lo establece la normativa vigente, ya que establece un precio máximo para su comercialización, vulnerando la libertad de las empresas de establecer su precios en el mercado. Situación similar está ocurriendo con el GLP, el cual fue incorporado al FEPC desde setiembre del 2021. 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 28611, 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 1013, del 14 de mayo de 2008, se creó el OEFA como organismo público técnico especializado, con personería 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° 29325, 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° 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 (LMP) y los Estándares de Calidad Ambiental (ECA) 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° 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° 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° 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° 11/2023, definiéndose los límites máximos de los márgenes comerciales en refino, incorporación de biocarburos, 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° 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° 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° 5/2018, del 2 de febrero determina la obligatoriedad de comercializar GLP envasado en todas las E.E.S del país, salvo previa dispensa bajo requerimiento fundamentado del interesado.

En lo que respecta a la comercialización de GLP, el Decreto-Ley N° 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° 5/2018, de 2 de febrero, que determina además la obligatoriedad de comercializar envases de GLP en todas las E.E.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° 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° 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 crearen 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 biocomburantes 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 fosés, biomásicos para la contribución a los gases de efecto invernadero.

El Decreto-Ley n.º 60/2017, de 9 de junio, establece el marco legal de creación de una infraestructura de combustibles alternativos: electricidad, hidrógeno, biocombustibles, combustibles sintéticos y parafínicos, gas natural – comprimido o licuado y GLP. La Resolución del Consejo de Ministros n.º 88/2017, de 26 de junio, aprobó el Cuadro de Acción Nacional para el desarrollo del mercado de combustibles alternativos en el sector de los transportes.

La Ley sobre las Bases del Medioambiente (Ley n.º 98/2021, de 31 de diciembre) establece el marco normativo bajo el cual Portugal se compromete a alcanzar la neutralidad de carbono en 2050 a través de la puesta en marcha de medidas y políticas de transición energética. La Ley deberá ser concretada a lo largo de los próximos años por legislación complementaria que introducirá modificaciones en el sector energético a través de la implementación de distintas medidas y políticas de transición

energética: fiscalidad verde, tasas de carbono sobre el uso de los combustibles, políticas para el uso de vehículos eléctricos y híbridos de cara a la prohibición de la comercialización de vehículos impulsados exclusivamente por combustibles fósiles en 2035, uso restrictivo de gas natural de origen fósil en la producción de electricidad, incentivos al uso de fuentes de origen renovable en la producción de electricidad, economía circular en la industrialización.

El Decreto-Ley N° 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.º11/2023, 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° 72/2022 que reforzó las medidas excepcionales de flexibilización previstas en el Decreto-Ley n° 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, se publicó el Decreto-Ley N° 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° 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° 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° 15/2022, la Portaria N° 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° 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° 828/2023 y Reglamento N° 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° 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° 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° 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° 827/2023, de 28 de julio), el Reglamento de Acceso a las Redes e Interconexiones del sector eléctrico (Reglamento N° 818/2023, de 27 de julio) y el Reglamento de Acceso a las Redes e Interconexiones del sector del gas (Reglamento N° 407/2021, de 12 de mayo) aprobados por la ERSE.

El Decreto-Ley N° 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°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° 297/2011, de 16 de noviembre, y la *Portaria* N°59/2022, de 28 de enero, las reservas mínimas de seguridad son: (i) al 31 de diciembre de 2015, 24 días de consumo promedio, (ii) al 31 de diciembre de 2020, 30 días de consumo promedio, (iii) al 31 de diciembre de 2022, (a) 45 días de consumo medio anual de los clientes protegidos; y (b) 16 días de consumo equivalente a la capacidad máxima de las centrales de ciclo combinado no interrumpible y (iv) al 31 de diciembre de 2025, 35 días de consumo promedio.

En el periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 31 de marzo del año siguiente, los agentes del mercado con cartera de consumo de gas constituirán y mantendrán una reserva adicional en el sistema nacional del gas en la infraestructura de almacenamiento subterráneo de gas.

La cantidad de reserva adicional en el sistema nacional del gas constituir por cada agente del mercado se define de forma escalonada a lo largo de dicho periodo, y se calcula en función de las carteras individuales de

consumo verificadas en el periodo anual comprendido entre mayo del año anterior y abril del año de publicación del presente decreto.

La cantidad global de la reserva adicional del sistema nacional del gases variable a lo largo del período 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° 70/2022, del 14 octubre, determina la creación de reservas estratégicas adicionales de gas natural, pertenecientes al Estado Portugués, y determina medidas extraordinarias y temporarias de seguridad del aprovisionamiento de gas.

Los suministros de electricidad y de gas natural son calificados como de servicios públicos esenciales y por eso sometidos al régimen de los servicios públicos esenciales establecido en la Ley N° 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 antecedentes 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

Principales legislaciones nacionales y principales reguladores

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 costa afuera 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 Las grandes empresas que no cotizan en bolsa 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 neto cero 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 y transporte del gas natural no asociado y del gas asociado se rigen por lo

dispuesto en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos y su Reglamento. En fecha 14 de enero de 2016 se publicó el Decreto Presidencial N.º 2.184 en la Gaceta Oficial Extraordinaria de la República Bolivariana de Venezuela N.º 6.214, mediante el cual se declaró Estado de Excepción y Emergencia Económica en todo el territorio nacional, por un lapso de sesenta (60) días, el cual le faculta a dictar medidas excepcionales y extraordinarias de orden económico, social, ambiental, político, jurídico entre otros. El Estado de Excepción y Emergencia ha sido extendido consecutivamente en varias oportunidades, siendo la última, el Decreto Presidencial N.º 4.440, publicado el 23 de febrero de 2021, en la Gaceta Oficial (Extraordinario) N.º 6.615, por sesenta (60) días de duración, contados a partir de su publicación. La Asamblea Nacional Constituyente fue promovida por el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, 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 treinta y uno (31) de diciembre del año dos mil veinte (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, proroga por doce (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 (Ext.) 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 Banco Central de Venezuela 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 N.º 1. 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 Banco Central de Venezuela 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.