

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

Informe de auditoría
Cuentas anuales consolidadas al 31 de diciembre de 2020
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 2020, 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 2020, 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 resulta 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.

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p data-bbox="263 472 845 571">Evaluación de la recuperación del valor en libros de los activos del Grupo en el segmento Upstream</p> <p data-bbox="263 593 845 907">Las cuentas anuales consolidadas adjuntas presentan, a 31 de diciembre de 2020, un inmovilizado intangible (incluyendo fondo de comercio) y material del segmento <i>Upstream</i>, por importe de 2.133 (nota 11) y 9.108 (nota 12) millones de euros, respectivamente. Estos activos se asignan a las unidades generadoras de efectivo (UGE) tal como se indica en las notas 3.6 y 20 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas.</p> <p data-bbox="263 929 845 1153">Asimismo, según se muestra en la nota 13 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas, el Grupo tiene diversas inversiones en el segmento de <i>Upstream</i> contabilizadas aplicando el método de la participación cuyo valor neto contable al cierre del ejercicio 2020 asciende a 5.448 millones de euros.</p> <p data-bbox="263 1176 845 1422">El Grupo realiza anualmente el análisis de deterioro de los activos indicados por UGE, de acuerdo con lo indicado en las notas 3.6. y 20, y determina el valor recuperable del importe en libros de dichos activos en base al valor actual de los futuros flujos de efectivo generados por los mismos, considerando los planes de negocio aprobados por la dirección.</p> <p data-bbox="263 1444 845 2067">En este sentido, y tal como se recoge en las notas 2.3, 3.6, 20 y 29, a la vista de la situación de los mercados de commodities, de las consecuencias de la pandemia del COVID-19, de la evolución previsible de la transición energética y de la aprobación del Plan Estratégico 2021-2025 por parte del Consejo de Administración el 25 de noviembre de 2020, que desarrolla el compromiso público del Grupo en la lucha contra el cambio climático y fija la estrategia a seguir para la transformación del Grupo para acelerar la transición energética hacia la descarbonización en consonancia con los objetivos de la Cumbre de París y de Sostenibilidad de la ONU, la dirección ha revisado sus expectativas de precios de crudo y gas, modificando las sendas de precios definidas al cierre de 2019 para adaptarlas al nuevo escenario a la hora de realizar las pruebas de deterioro.</p>	<p data-bbox="845 593 1487 750">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 los activos.</p> <p data-bbox="845 772 1487 929">Además, consideramos la adecuación de la asignación realizada de los activos a las UGEs, y el proceso para identificar aquellas que requieren evaluación de deterioro según los requisitos de la normativa aplicable.</p> <p data-bbox="845 952 1487 1243">Por otra parte, hemos obtenido un entendimiento del entorno del sector (evolución de precios, presentaciones de resultados de otras empresas del sector, informes de analistas, expectativas de grupos de inversores sobre cambio climático, etc.) para evaluar la alineación de las nuevas prioridades estratégicas definidas en el Plan Estratégico 2021-2025 del Grupo con la realidad del mercado global de hidrocarburos.</p> <p data-bbox="845 1265 1487 1646">Con la colaboración de nuestros expertos en valoraciones, hemos evaluado la adecuación de los modelos de valoración empleados, las hipótesis y estimaciones utilizadas en los cálculos, que incluyen tanto estimaciones a corto como a largo plazo sobre la evolución de los precios de los hidrocarburos, la estimación de las reservas de hidrocarburos por parte de los expertos internos y externos, los perfiles de producción, los costes de operación, las inversiones necesarias para el desarrollo de las reservas existentes y las tasas de descuento.</p> <p data-bbox="845 1668 1487 1848">En concreto, en relación con los precios futuros de los hidrocarburos hemos comparado las estimaciones realizadas por la dirección con información publicada por bancos de inversión, consultoras y organizaciones y agencias relevantes de la industria.</p>

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p>Las hipótesis clave empleadas en la estimación de dichos flujos de efectivo a los efectos del análisis del deterioro se detallan en las notas 3.6 y 20 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas.</p> <p>Además, la dirección ha realizado un análisis de sensibilidad (nota 20.2) sobre las hipótesis clave que, en base a la experiencia histórica, razonablemente puedan sufrir variaciones.</p> <p>Como consecuencia de los análisis anteriores, la dirección del Grupo ha dotado correcciones valorativas, netas de reversiones, en el segmento <i>Upstream</i> por los importes indicados en la nota 20.1.</p> <p>Esta cuestión resulta clave debido a que implica la aplicación de juicios críticos y estimaciones significativas por parte de la dirección (nota 3.6) sobre las hipótesis clave utilizadas, que están sujetas a incertidumbre, y al hecho de que cambios significativos futuros en las hipótesis clave podrían tener un impacto significativo en las cuentas anuales consolidadas del Grupo.</p>	<p>En relación con la estimación de las reservas de hidrocarburos, hemos realizado un entendimiento del proceso establecido por el Grupo a tal efecto, que incluye la utilización de expertos de la dirección, y hemos evaluado el resultado del trabajo, competencia, capacidad y objetividad de estos expertos, para satisfacernos de que estaban adecuadamente cualificados para llevar a cabo la estimación de los volúmenes. Además, hemos 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.</p> <p>Asimismo, hemos evaluado la herramienta de modelización utilizada por el Grupo para realizar sus estimaciones, hemos comprobado la precisión matemática de los cálculos y modelos preparados por la dirección, y hemos cotejado el importe recuperable calculado por el Grupo con el valor neto contable de los activos para evaluar la existencia o no de deterioro o reversión de deterioro, en su caso. Además, hemos evaluado los cálculos de sensibilidad llevados a cabo por la dirección.</p> <p>Finalmente, consideramos la suficiencia de la información revelada en las cuentas anuales consolidadas respecto a la evaluación de valor recuperable de estos activos.</p> <p>En base a los procedimientos que hemos realizado, consideramos que el enfoque y las conclusiones de la dirección, así como la información desglosada en las cuentas anuales consolidadas adjuntas, son razonables y coherentes con la evidencia obtenida.</p>

Evaluación de la recuperación del valor en libros de los activos por impuesto diferido

Tal como se muestra en el balance de situación consolidado adjunto, a 31 de diciembre de 2020 el saldo de los activos por impuesto diferido asciende a 3.745 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 y a deducciones pendientes de aplicar asciende a 3.122 millones de euros.

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.

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p>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 las notas 3.5, 3.6 y 22.3, la previsión de generación de beneficios fiscales futuros, a partir de la metodología definida para analizar la recuperación de sus activos, la evaluación de las estimaciones de resultados de cada entidad o grupo fiscal de acuerdo con la orientación estratégica del Grupo, la normativa fiscal aplicable y el plazo y el límite en que estos activos pueden ser recuperados.</p> <p>Como consecuencia de los análisis anteriores, la dirección del Grupo ha reducido el importe de los activos por impuesto diferido registrados en balance por la cuantía indicada en las notas 20.1 y 22.3.</p> <p>Esta cuestión resulta clave debido a la naturaleza y significatividad de los activos reconocidos, y a que implica la aplicación de estimaciones significativas (notas 3.5 y 3.6) sobre los beneficios fiscales futuros, lo que afecta a la evaluación sobre su recuperabilidad.</p>	<p>También, hemos comprobado la consistencia de las hipótesis utilizadas por la dirección en las proyecciones financieras utilizadas para determinar los beneficios fiscales futuros con las hipótesis utilizadas en las pruebas de deterioro de los activos intangibles y materiales del Grupo.</p> <p>Además, junto con nuestros expertos fiscales, hemos evaluado la estimación del impuesto sobre beneficios, básicamente en lo relativo a la adecuación del tratamiento fiscal de las operaciones realizadas y los cálculos de los impuestos diferidos activos respecto a la normativa fiscal aplicable.</p> <p>Finalmente, evaluamos la suficiencia de la información revelada en las cuentas anuales consolidadas respecto a la valoración y reconocimiento de estos activos.</p> <p>En base al trabajo que hemos realizado consideramos que las hipótesis y estimaciones realizadas por la dirección del Grupo respecto a la recuperación de los activos analizados son razonables y coherentes con la evidencia obtenida.</p>

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 2020 asciende a 320 millones de euros. Este importe incluye, principalmente, la financiación en dólares otorgada por el Grupo a los negocios conjuntos Cardon IV, S.A. y Petroquiriquire, S.A. (nota 8.1), por importe de 341 millones de euros y los créditos comerciales a cobrar frente a Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) por importe de 293 millones de euros que se presentan como Otros activos no corrientes (nota 14), minorados por el importe de las provisiones por riesgos y gastos que asciende a 423 millones de euros (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, 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.

En relación con la inversión de Cardón IV, S.A. 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 de Petroquiriquire, S.A., que se ha integrado en las cuentas anuales consolidadas del Grupo bajo el método de la participación.

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p>Según se detalla en la nota 20.3, la situación general del país está afectada por una economía en recesión, un sistema cambiario regulado, altos niveles de inflación y devaluaciones continuadas de la moneda local, un sector petrolero con una elevada intervención y participación del sector público y cuya producción se ha reducido significativamente en los últimos años, la inestabilidad política, el estado de emergencia económica y las medidas sancionadoras internacionales, entre otros.</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 de los activos del Grupo en el segmento Upstream”</i>.</p> <p>Además, hemos analizado la razonabilidad de la provisión para riesgos y gastos constituida.</p>
<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>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>
<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 un deterioro de 75 millones de euros en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, según se detalla en la nota 20.3.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Obtención y evaluación de los contratos de préstamo a Cardon IV, S.A. y Petroquiriquire, S.A., así como otra información contractual relevante.
<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>	<ul style="list-style-type: none"> • Con nuestros expertos en instrumentos financieros, hemos analizado la razonabilidad del modelo de pérdida esperada preparado por la dirección.
<p>Esta cuestión requiere un elevado nivel de juicio y estimación (nota 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>	<ul style="list-style-type: none"> • Hemos analizado la información incluida en el informe del experto independiente contratado por el Grupo para evaluar por su parte los juicios realizados por la dirección sobre el riesgo de crédito de Venezuela, y hemos evaluado la competencia de este experto y su objetividad, para satisfacernos de que estaba adecuadamente calificado para llevar a cabo tal encargo.
	<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 razonables y coherentes con la evidencia obtenida.</p>

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p>Análisis de los efectos del laudo arbitral parcial en relación con la compra de Talisman Energy UK Limited (TSEUK), hoy denominada Repsol Sinopec Resources UK Limited (RSRUK)</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 “Notice of arbitration” 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 TSEUK en el ejercicio 2012 por parte de Addax y Sinopec. Esta transacción tuvo lugar antes de la adquisición del grupo Talisman por Repsol en 2015.</p> <p>El 29 de enero de 2020 el Tribunal arbitral de Singapur emitió un laudo parcial en el que ha decidido que ROGCI y TCHL son responsables ante Sinopec y Addax con respecto a ciertas informaciones y manifestaciones facilitadas durante el proceso de compra mencionado anteriormente. El laudo parcial emitido aborda una de las cinco cuestiones a dirimir respecto a la fase de responsabilidad del procedimiento establecido. El Tribunal ha indicado que decidirá sobre las restantes mediante ulteriores laudos, aunque actualmente se desconoce el momento en el que estos se emitirán. Una vez que se haya decidido sobre todas ellas, será necesaria una nueva fase procedimental para determinar sus cuantías, cuyo cronograma aún no se ha establecido. La dirección del Grupo Repsol estima que el laudo definitivo no se resolverá antes del primer trimestre de 2022, momento en el que quedará fijada la cuantía de la indemnización a la que habría de hacer frente.</p> <p>El 28 de abril de 2020, Repsol impugnó el Laudo parcial ante los tribunales de Singapur, estimándose que el recurso de anulación se resolverá durante el segundo trimestre de 2021.</p>	<p>Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con este asunto han incluido, entre otros, los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reuniones y discusiones con la dirección del Grupo para comprender su análisis y evaluación de los riesgos que subyacen del laudo. • Obtención de la evaluación de los abogados externos del Grupo sobre la calificación de los riesgos identificados para el Grupo Repsol en el laudo recibido y sus implicaciones. • Con la colaboración de nuestros expertos legales hemos analizado la documentación relacionada con el laudo, y hemos evaluado si los riesgos identificados en el laudo por los abogados internos y externos se corresponden con su contenido. • Entendimiento y evaluación de la metodología aplicada por el Grupo para la cuantificación de los riesgos que se desprenden de su análisis del laudo, así como comprobación de si los riesgos cuantificados por el Grupo se corresponden con los que emanan del laudo recibido. • Contraste de las estimaciones realizadas con la documentación incluida en el arbitraje, y comprobación de la precisión matemática de los cálculos preparados por la dirección. <p>Finalmente, consideramos la suficiencia de la información revelada en las cuentas anuales consolidadas respecto a este asunto.</p>

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p>En estas circunstancias, la dirección del Grupo Repsol, a la vista de este primer laudo parcial y utilizando la información disponible, realizó una estimación de los impactos económicos que podrían derivarse finalmente en el conjunto del litigio, teniendo reconocida la provisión correspondiente según se indica en la nota 15.</p> <p>Esta cuestión resulta clave debido a que implica la aplicación de juicios críticos y estimaciones significativas (notas 3.5 y 15.2) por parte de la dirección en los cálculos realizados, que están sujetos a incertidumbre, y al hecho de que cambios en la evolución del mencionado arbitraje podrían tener un impacto significativo en las cuentas anuales consolidadas del Grupo.</p>	<p>En base a los procedimientos que hemos realizado, consideramos que el enfoque y las conclusiones de la dirección, así como la información desglosada en las cuentas anuales consolidadas adjuntas, son coherentes con la evidencia disponible.</p>

Otra información: Informe de gestión consolidado

La otra información comprende exclusivamente el informe de gestión consolidado del ejercicio 2020, 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 y determinada información incluida en el Informe Anual de Gobierno Corporativo, a los que se refiere la Ley de Auditoría de Cuentas, se ha facilitado en la forma prevista en la normativa aplicable y, en caso contrario, a informar sobre ello.
- b) Evaluar e informar sobre la concordancia del resto de la información incluida en el informe de gestión consolidado con las cuentas anuales consolidadas, a partir del conocimiento del Grupo obtenido en la realización de la auditoría de las citadas cuentas, así como evaluar e informar de si el contenido y presentación de esta parte del informe de gestión consolidado son conformes a la normativa que resulta de aplicación. Si, basándonos en el trabajo que hemos realizado, concluimos que existen incorrecciones materiales, estamos obligados a informar de ello.

Sobre la base del trabajo realizado, según lo descrito anteriormente, hemos comprobado que la información mencionada en el apartado a) anterior se facilita en la forma prevista en la normativa aplicable y que el resto de la información que contiene el informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2020 y su contenido y presentación son conformes a la normativa que resulta de aplicación.



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

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 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.
- 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 requisitos 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 2020 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 2020 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).



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

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 18 de febrero de 2021.

Periodo de contratación

La Junta General Ordinaria de Accionistas en su reunión celebrada el 19 de mayo de 2017 nombró a PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. como auditores del Grupo por un período de 3 años, contados a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

Servicios prestados

Los servicios, distintos de la auditoría de cuentas, que han sido prestados al Grupo auditado se desglosan en la nota 30.2 de la memoria de las cuentas anuales consolidadas.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. (S0242)

22725304Q IÑAKI GOIRIENA

2021-02-18 00:01+

Signer:
CN=22725304Q IÑAKI GOIRIENA
C=ES
2.5.4.42=IÑAKI
2.5.4.4=GOIRIENA BASUALDU

Public key:
RSA/2048 bits

Este informe se corresponde con el sello distintivo nº 01/21/00114 emitido por el Instituto de Censores Jurados de Cuentas de España.

Iñaki Goiriena Basualdu (16198)

18 de febrero de 2021

Grupo REPSOL

2 0 2 0

Cuentas anuales
consolidadas



Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balance de situación a 31 de diciembre de 2020 y 2019

ACTIVO	Nota	Millones de euros	
		31/12/2020	31/12/2019
Inmovilizado intangible	11	3.353	4.470
material	12	20.927	23.145
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	13	5.897	7.237
Activos financieros no corrientes	8	916	1.125
Activos por impuesto diferido Otros	22	3.745	4.050
activos no corrientes	14	880	1.381
ACTIVO NO CORRIENTE		35.718	41.408
Activos no corrientes mantenidos para la		5	5
venta Existencias	16	3.379	4.597
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	17	4.056	5.911
Otros activos corrientes		239	195
Otros activos financieros corrientes	8	1.584	2.800
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	8	4.321	2.979
ACTIVO CORRIENTE		13.584	16.487
TOTAL ACTIVO		49.302	57.895

PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Nota	Millones de euros	
		31/12/2020	31/12/2019
Fondos propios		21.185	24.335
Otro resultado global		(890)	593
acumulado Intereses minoritarios		244	281
PATRIMONIO NETO	6	20.539	25.209
Provisiones no corrientes	15	3.572	3.912
Pasivos financieros no corrientes	7	12.123	10.929
Pasivos por impuesto diferido y otros	22	2.142	2.375
fiscales Otros pasivos no corrientes		407	385
PASIVO NO CORRIENTE		18.244	17.601
Provisiones corrientes	15	740	865
Pasivos financieros corrientes	7	3.880	6.538
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar	18	5.899	7.682
PASIVO CORRIENTE		10.519	15.085
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		49.302	57.895

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 2020 y 2019

	Nota	Millones de euros	
		2020	2019
Ventas		32.956	49.006
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos		326	322
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		(624)	11
Otros ingresos de explotación		985	725
Aprovisionamientos		(24.835)	(36.803)
Amortización del inmovilizado		(2.207)	(2.434)
(Dotación) / Reversión de provisiones por deterioro		(2.159)	(5.322)
Gastos de personal		(1.845)	(1.946)
Transportes y fletes		(1.272)	(1.314)
Suministros		(556)	(888)
Beneficios / (Pérdidas) por enajenaciones de activos		102	147
Otros gastos de explotación		(3.425)	(4.755)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	19	(2.554)	(3.251)
Intereses netos		(244)	(243)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		(148)	216
Diferencias de cambio		406	(27)
Deterioro de instrumentos financieros		57	6
Otros ingresos y gastos financieros		(212)	(253)
RESULTADO FINANCIERO	21	(141)	(301)
RESULTADO INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN ⁽¹⁾	13	(609)	351
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		(3.304)	(3.201)
Impuesto sobre beneficios	22	(16)	(588)
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO		(3.320)	(3.789)
RESULTADO ATRIBUIDO A INTERESES MINORITARIOS		31	(27)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		(3.289)	(3.816)
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	23	Euros / acción	
Básico		(2,13)	(2,33)
Diluido		(2,13)	(2,33)

⁽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 2020 y 2019**

	Millones de euros	
	2020	2019
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	(3.320)	(3.789)
Por ganancias y pérdidas actuariales	(9)	(5)
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	(11)	(3)
Instrumentos de patrimonio con cambios en Otro resultado global	(27)	14
Efecto impositivo	—	1
OTRO RESULTADO GLOBAL. PARTIDAS NO RECLASIFICABLES AL RESULTADO	(47)	7
Cobertura de flujos de efectivo:	58	1
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	78	(55)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	(20)	56
Diferencias de conversión:	(1.482)	406
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	(1.445)	431
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	(37)	(25)
Efecto impositivo	(35)	12
OTRO RESULTADO GLOBAL. PARTIDAS RECLASIFICABLES AL RESULTADO	(1.459)	419
TOTAL OTRO RESULTADO GLOBAL	(1.506)	426
RESULTADO TOTAL GLOBAL DEL EJERCICIO	(4.826)	(3.363)
a) Atribuidos a la entidad dominante	(4.792)	(3.391)
b) Atribuidos a intereses minoritarios	(34)	28

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 2020 y 2019

	Patrimonio Neto atribuido a la sociedad dominante y a otros tenedores de instrumentos de patrimonio							Patrimonio Neto
	Fondos Propios							
	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Otros instrumentos de patrimonio	Otro resultado global acumulado	Intereses minoritarios	
Millones de euros								
Saldo final al 31/12/2018	1.559	25.894	(350)	2.341	1.024	160	286	30.914
Impacto de nuevas normas	—	(162)	—	—	—	—	—	(162)
Saldo inicial ajustado	1.559	25.732	(350)	2.341	1.024	160	286	30.752
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	—	(7)	—	(3.816)	—	432	28	(3.363)
Operaciones con socios o propietarios:								
Ampliación/(Reducción) de capital	78	(78)	—	—	—	—	—	—
Dividendos y remuneración al accionista	—	(330)	—	—	—	—	(7)	(337)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	(71)	(932)	(820)	—	—	—	—	(1.823)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones del perímetro	—	21	—	—	—	4	(25)	—
Otras variaciones de Patrimonio Neto:								
Traspasos entre partidas de Patrimonio Neto	—	2.341	—	(2.341)	—	—	—	—
Obligaciones perpetuas subordinadas	—	(29)	—	—	—	—	—	(29)
Otras variaciones	—	13	—	—	—	(3)	(1)	9
Saldo final al 31/12/2019	1.566	26.731	(1.170)	(3.816)	1.024	593	281	25.209
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	—	(20)	—	(3.289)	—	(1.483)	(34)	(4.826)
Operaciones con socios o propietarios:								
Ampliación/(Reducción) de capital	101	(101)	—	—	—	—	—	—
Dividendos y remuneración al accionista	—	(338)	—	—	—	—	(1)	(339)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	(99)	(1.267)	1.008	—	—	—	—	(358)
Otras variaciones de Patrimonio Neto:								
Traspasos entre partidas de Patrimonio Neto	—	(3.816)	—	3.816	—	—	—	—
Obligaciones perpetuas subordinadas	—	(54)	—	—	907	—	—	853
Otras variaciones	—	(3)	—	—	5	—	(2)	—
Saldo final al 31/12/2020	1.568	21.132	(162)	(3.289)	1.936	(890)	244	20.539

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 2020 y 2019

	Nota	Millones de euros	
		2020	2019
Resultado antes de impuestos		(3.304)	(3.201)
Ajustes de resultado:		5.074	8.632
Amortización del inmovilizado	11 y 12	2.207	2.434
Otros (netos)		2.867	6.198
Cambios en el capital corriente		1.000	137
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(32)	(719)
Cobros de dividendos		183	464
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		100	(975)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(315)	(208)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	24	2.738	4.849
Pagos por inversiones:	12 y 13	(3.368)	(6.390)
Empresas del grupo y asociadas		(132)	(107)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(1.886)	(3.227)
Otros activos financieros		(1.350)	(3.056)
Cobros por desinversiones:		3.538	1.895
Empresas del grupo y asociadas		1.010	17
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		104	133
Otros activos financieros		2.424	1.745
Otros flujos de efectivo de las actividades de inversión		52	88
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	24	222	(4.407)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	6	508	(1.844)
Emisión		1.491	—
Devolución y amortización		(605)	—
Adquisición		(766)	(1.911)
Enajenación		388	67
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	7	(1.206)	412
Emisión		10.163	13.213
Devolución y amortización		(11.369)	(12.801)
Pagos por remuneraciones de accionistas y otros instrumentos de patrimonio	6	(346)	(396)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:		(571)	(461)
Pagos de intereses		(417)	(467)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		(154)	6
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	24	(1.615)	(2.289)
EFFECTO DE LAS VARIACIONES DE LOS TIPOS DE CAMBIO		(3)	40
AUMENTO / (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	24	1.342	(1.807)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL INICIO DEL PERIODO		2.979	4.786
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO:	8	4.321	2.979
Caja y bancos		2.234	2.370
Otros activos financieros		2.087	609

Repsol S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
MEMORIA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2020

ÍNDICE

INFORMACIÓN GENERAL

(1) Acerca de estas Cuentas Anuales	8
(2) Sobre Repsol	8
(3) Criterios para la elaboración de estas Cuentas Anuales.....	11

INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

(4) Información de negocio	18
----------------------------------	----

ESTRUCTURA DE CAPITAL Y RECURSOS FINANCIEROS

(5) Estructura financiera	20
(6) Patrimonio Neto.....	20
(7) Recursos financieros	23
(8) Activos financieros	27
(9) Operaciones con derivados y coberturas	28
(10) Riesgos financieros.....	31

ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES

(11) Inmovilizado intangible	37
(12) Inmovilizado material.....	39
(13) Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	41
(14) Otros activos no corrientes	43
(15) Provisiones corrientes y no corrientes	44

ACTIVOS Y PASIVOS CORRIENTES

(16) Existencias.....	48
(17) Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	48
(18) Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	49

RESULTADOS

(19) Resultado de explotación.....	50
(20) Deterioro de activos.....	53
(21) Resultado financiero	58
(22) Impuesto sobre beneficios	59
(23) Beneficio por acción.....	64

FLUJOS DE EFECTIVO

(24) Flujos de efectivo	65
-------------------------------	----

OTRA INFORMACIÓN

(25) Compromisos y garantías.....	67
(26) Operaciones con partes vinculadas.....	68
(27) Obligaciones con el personal.....	70
(28) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo	72
(29) Información sobre cambio climático y medioambiente.....	75
(30) Otra información.....	79
(31) Hechos posteriores	80

ANEXOS:⁽¹⁾

ANEXO I Estructura societaria del Grupo	81
ANEXO IA Sociedades que configuran el Grupo a 31 de diciembre de 2020.....	81
ANEXO IB Principales variaciones del perímetro de consolidación	90
ANEXO IC Operaciones conjuntas del Grupo a 31 de diciembre de 2020	95
ANEXO II Información por segmentos y conciliación con Estados Financieros NIIF-UE	101
ANEXO III Marco regulatorio.....	103

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

INFORMACIÓN GENERAL

(1) Acerca de estas Cuentas Anuales

Las presentes Cuentas Anuales de Repsol, S.A. y sus sociedades participadas, que configuran el Grupo Repsol, presentan la imagen fiel de su patrimonio y de su situación financiera a 31 de diciembre de 2020, así como de los resultados del Grupo, de los cambios en el patrimonio neto y de los flujos de efectivo consolidados del ejercicio terminado en dicha fecha.

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 2020 y las demás disposiciones del marco normativo aplicable. Su elaboración requiere efectuar estimaciones y juicios en la aplicación de las normas contables; las áreas en las que dichos juicios y estimaciones resultan más significativos se detallan en la Nota 3.

Estas Cuentas Anuales incluyen información relativa a Cambio Climático, elaborada siguiendo las recomendaciones del *Task Force on Climate related Financial Disclosure* (TCFD), a las que Repsol se ha adherido voluntariamente (ver Nota 29) en línea con su compromiso con los objetivos de la Cumbre del Clima de París y de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas.

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 17 de febrero de 2021 y se someterán a la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación. Las correspondientes al ejercicio 2019 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 8 de mayo de 2020.

Junto a las Cuentas Anuales consolidadas se publica el Informe del Gestión del Grupo, que integra información financiera y no financiera y, en particular, la información de sostenibilidad. Este Informe integrado de Gestión se puede encontrar en la página web de Repsol¹.

(2) Sobre Repsol

2.1) Grupo Repsol

Repsol es un grupo de sociedades con presencia mundial (en adelante “Repsol”, “Compañía”, “Grupo Repsol” o “Grupo”) que, con la visión de ser una empresa multienergía 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 eléctrica². El Grupo está compuesto por más de 300 sociedades, dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas constituidas en más de 40 países (principalmente en España, Canadá, Estados Unidos y Países Bajos), 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 4.4 del Informe de Gestión 2020. Para información de detalle véase el Anexo IA de las presentes Cuentas Anuales.

Realiza sus operaciones en diversos segmentos de negocio, cuya definición ha sido revisada en el ejercicio: Exploración y Producción, Industrial y Comercial y Renovables (Ver Nota 4), cuyas principales métricas se resumen a continuación:

Millones de euros	Ingresos de las actividades ordinarias ⁽¹⁾		Resultado de las operaciones		Resultado Neto Ajustado		Capital Empleado	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Upstream	3.047	5.270	351	1.969	195	1.050	12.608	17.205
Industrial	15.556	22.915	369	1.189	297	913	9.755	10.717
Comercial y Renovables	16.359	23.847	650	738	485	541	4.061	3.361
Corporación	1	1	(235)	(235)	(377)	(462)	893	2.009
TOTAL	34.963	52.033	1.135	3.661	600	2.042	27.317	33.292

Nota: Magnitudes calculadas de acuerdo al Modelo de *reporting* del Grupo descrito en la Nota 4 y Anexo II.

⁽¹⁾ Ver Nota 19.1 y Anexo II.

¹ 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*”. Estos informes están disponibles en la página web de Repsol.

² Para más información véase el apartado 4.1 Cadena de valor y segmentos de negocio del Informe de Gestión 2020.

En relación con los cambios en la composición del Grupo en 2020, destaca la adquisición de nuevos activos vinculados a la transición energética, entre otros los proyectos de generación eléctrica renovable en Chile (acuerdo con el Grupo Ibereólica para el desarrollo de un portafolio de proyectos de energías renovables en Chile, tanto eólicos como solares y en distintos grados de avance, que suman 2,6 GW). Por otra parte, en noviembre de 2019 se adquirió por 352 millones de dólares la participación del 63% de su socio, Equinor, en el activo productivo no convencional de Eagle Ford.

En el ejercicio 2020 se ha efectuado una adecuación de la estructura societaria de Repsol, con la finalidad de adaptarla a la nueva delimitación y objetivos de los segmentos de negocio que establece el Plan Estratégico 2021-2025. Se han agrupado las filiales del Grupo con actividad en cada uno de los negocios bajo entidades cabecera (Cliente, Industrial, Generación Baja en Carbono y *Upstream*), lo que permitirá una gestión y financiación de los distintos negocios más ágil y diferenciada y facilitará la construcción y transformación de los negocios conforme a los objetivos del Plan Estratégico y en un contexto de transición energética. Esta reorganización no ha tenido impactos significativos en los estados financieros del Grupo.

Para más información sobre cambios en la composición del Grupo, véase el Anexo IA y IB.

2.2) Sociedad matriz

La entidad matriz del Grupo es Repsol, S.A. 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.

Repsol, S.A. es 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 Atención al Accionista, cuyo número de teléfono es el 900.100.100.

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).

2.3) Principales novedades del ejercicio ³

COVID-19 y Plan de Resiliencia 2020

El pasado 11 de marzo de 2020 la Organización Mundial de la Salud elevó a pandemia mundial la situación de emergencia de salud pública ocasionada por el virus SARS-CoV-2 (comúnmente conocido como coronavirus o COVID-19 para referirse a la enfermedad que provoca). La rápida expansión del COVID-19, a escala internacional, ha dado lugar a una crisis sanitaria, social y económica sin precedentes que todavía está en curso de evolución.

El impacto económico de la pandemia, junto con factores de oferta y demanda preexistentes, ha resultado en un entorno de precios del petróleo y gas excepcionalmente desafiante. A comienzos de año, se esperaba un mercado del petróleo con un balance entre oferta y demanda más ajustado que en el global de 2019; sin embargo, la pandemia ha desencadenado una caída abrupta en el consumo mundial de petróleo, gas y otros productos energéticos como resultado de las medidas de restricción de la movilidad adoptadas en todo el mundo para contener la propagación de la enfermedad y sus impactos sobre la actividad económica. A principios de marzo de 2020, los miembros de la OPEP+ no lograron alcanzar un acuerdo para llevar a cabo recortes adicionales en la producción de petróleo para contrarrestar esta disminución de la demanda. En estas circunstancias, se produjo el mayor colapso en décadas en los precios del crudo y del gas, que llegaron a caer por debajo de 20 \$/bbl el Brent y hasta 1,7\$/MBtu el Henry Hub. No obstante, a lo largo del año se ha ido consiguiendo -en distintos países y grados- la recuperación progresiva de la actividad económica, lo que, junto con los acuerdos finalmente alcanzados por los países productores para limitar su producción petrolífera y los anuncios de los avances en las vacunas, han permitido rebalancear la oferta y la demanda en el mercado y recuperar parcialmente los niveles de precios del petróleo. Para más información sobre la evolución de los precios del crudo y gas y su evolución esperada véase el apartado 5 y 9 del Informe de gestión de 2020.

Incluso en estas difíciles circunstancias, Repsol ha mantenido la operación segura de sus negocios, la mayoría de los cuales son considerados actividades esenciales o estratégicas en los países donde está presente.

³ Descripción completa de los principales acontecimientos del periodo véase el apartado 1 Resumen del año 2020 del Informe de Gestión consolidado 2020.

El descenso global de la actividad y el deterioro de las condiciones económicas como consecuencia de la pandemia, han afectado a las actividades y resultados de los negocios de la compañía, cuya explicación y detalle se encuentra en los apartados 2 y 6.1. del Informe de gestión de 2020.

En marzo el Consejo de Administración de Repsol evaluó el contexto y la previsible evolución del entorno económico y, particularmente, el impacto global del COVID-19 y de la caída de precios en el mercado mundial del petróleo y del gas natural, y sus efectos en la actividad y los negocios de la Compañía y adoptó el denominado Plan de Resiliencia 2020, considerando un entorno macroeconómico muy exigente para el resto del año que ha supuesto reducciones de más de 350 millones de euros en los gastos operativos y de más de 1.000 millones de euros en las inversiones respecto de las métricas inicialmente presupuestadas.

El objetivo financiero de la Compañía ha sido preservar la solidez del balance y el grado de inversión crediticio y no incrementar la deuda neta en 2020 respecto a la del cierre del ejercicio 2019, así como mantener el compromiso de remuneración al accionista para el ejercicio 2020 asumido en el anterior Plan Estratégico.

Para más información del Plan de Resiliencia 2020 véase el apartado 2 del Informe de Gestión de 2020.

En este entorno de incertidumbre y marcado por la salida de la crisis COVID-19, se han revisado a la baja las expectativas de precios de crudo y gas utilizadas para el cálculo del valor recuperable de los activos, lo que ha supuesto un impacto en su valoración contable de -2.774 millones de euros después de impuestos, fundamentalmente en el segmento Exploración y Producción (ver Nota 20), y sin impactos relevantes en los segmentos de Industrial y Comercial y Renovables.

Resulta difícil predecir en qué medida y durante cuánto tiempo afectarán en el futuro los impactos de la pandemia a los negocios de Repsol. La menor demanda global de crudo, gas y productos petrolíferos como consecuencia de la reducción de la actividad económica y, en particular, por las limitaciones a la movilidad, pueden afectar negativamente a sus precios y a los niveles de producción y ventas de los negocios; el deterioro de las condiciones financieras globales puede afectar al coste de financiación, a la liquidez disponible o a la solvencia de nuestros clientes y socios en operaciones conjuntas, etcétera. La evolución de la pandemia, la disponibilidad y efectividad de las vacunas, las medidas de control que apliquen las autoridades sanitarias y las políticas financieras y fiscales que se adopten para mitigar los impactos sociales y económicos de la crisis condicionarán el alcance y duración tanto de la crisis como de la recuperación posterior.

Plan Estratégico 2021-2025

Repsol ha presentado en noviembre su Plan Estratégico para el periodo 2021-2025 (el Plan), que marcará la transformación de la Compañía en los próximos años y supondrá acelerar en la transición energética, priorizando el crecimiento rentable y el máximo valor para los accionistas, con un fuerte aumento de la generación de caja y disciplina financiera.

El Plan apuesta por la descarbonización de la cartera de activos y por un nuevo modelo operativo, estableciendo una exigente hoja de ruta, con metas intermedias de reducción de emisiones más ambiciosas sobre el compromiso de diciembre 2019, para continuar avanzando con éxito en el objetivo de ser cero emisiones netas en 2050.

Repsol evolucionará su organización desplegando cuatro áreas de negocio (*Upstream*, Industrial, Cliente y Generación baja en emisiones), con inversiones previstas en iniciativas bajas en carbono que ascenderán a 5.500 millones de euros (30% del total) en el periodo.

La remuneración al accionista combinará el pago en efectivo con recompra de acciones. La retribución de 0,60 euros por acción aumentará hasta 0,75 euros por acción en el periodo del Plan (incluyendo recompras de acciones, alcanzará al menos 1 euro por acción en 2025). Considerando los escenarios de precios contemplados en el Plan Estratégico, se generará caja para cubrir las inversiones, remunerar a los accionistas y finalizar el Plan con un nivel de endeudamiento similar al del ejercicio 2020.

Para más información ver apartado 3 "*Nuevo Plan estratégico*" del Informe de Gestión Consolidado.

Otras novedades del periodo:

- Durante el ejercicio se ha reforzado la **posición financiera y de liquidez** del Grupo mediante la emisión de tres bonos senior por un importe total de 2.350 millones de euros en abril y octubre (ver Nota 7.2), la emisión de bonos perpetuos subordinados por importe de 1.500 millones de euros en junio (ver Nota 6.4) y la contratación adicional de 1.605 millones de euros en líneas de crédito estructurales comprometidas y no utilizadas (ver Nota 10.2). Por otro lado, se han cancelado a su vencimiento bonos por importe nominal de 1.800 millones de euros y se han recomprado 594 millones de euros del bono perpetuo subordinado emitido en 2015 (ver Nota 6.4). Adicionalmente, durante el ejercicio *Standard & Poor's*, *Moody's* y *Fitch* han confirmado el **grado de inversión** de Repsol. Para más información véase el apartado 6.3. del Informe de Gestión 2020.
- Cumpliendo con el compromiso asumido en el Plan de Resiliencia, Repsol ha ofrecido mediante el programa "*Repsol Dividendo Flexible*" una **retribución al accionista** en 2020 equivalente a 0,916 €/acción bajo la fórmula de "*scrip dividend*". Adicionalmente, se ha ejecutado una reducción de capital mediante la amortización de acciones propias dirigida a compensar el efecto dilutivo de las ampliaciones de capital liberadas formalizadas en 2020 en el marco de este programa. Para más información véase la Nota 6.3.
- La Compañía ha continuado **avanzando en su compromiso de ser cero emisiones netas en 2050** y de liderar la transición energética. En este sentido, como hitos más representativos destacan dos innovadores proyectos industriales de descarbonización en Petronor (nuevas plantas de combustibles sintéticos cero emisiones netas a partir de hidrógeno renovable y de generación de gas a partir de residuos urbanos) y otro en Cartagena con la construcción de la primera planta de biocombustibles avanzados de España. Adicionalmente, ha continuado con el desarrollo de los proyectos renovables con el inicio de las obras de los parques fotovoltaicos en Ciudad Real y Badajoz, la adquisición y conexión a la red de activos renovables de los proyectos eólicos ubicados en Aragón y el cierre del acuerdo con el Grupo Ibereólica Renovables en Chile. Para más información véase apartado 7.3.4 del Informe de Gestión 2020.

(3) Criterios para la elaboración de estas Cuentas Anuales**3.1) Principios generales**

Las Cuentas Anuales consolidadas se han preparado a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y de sus sociedades participadas y 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 2020 y las demás disposiciones del marco normativo aplicable.

Repsol elabora sus estados financieros consolidados incluyendo las inversiones en todas sus sociedades dependientes, 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.

Las Cuentas Anuales consolidadas se presentan en millones de euros, que también es la moneda funcional de la sociedad dominante.

3.2) Comparación de la información

De las novedades en la normativa contable que han sido aplicadas por el Grupo a partir del 1 de enero de 2020⁴ no se ha producido ningún impacto significativo dada su naturaleza y alcance.

Re-expresión del beneficio por acción

De acuerdo con la normativa contable, el beneficio por acción correspondiente a 31 de diciembre de 2020 se ha re-expresado, con respecto a la información publicada en los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio 2019, para tener en cuenta en su cálculo el número medio de acciones en circulación tras las ampliaciones de capital llevadas a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas denominado "*Repsol dividendo flexible*" descrito en la Nota 6.3.

⁴ A partir del 1 de enero de 2020 se han aplicado las siguientes normas sin impacto significativo en los estados financieros del Grupo: i) Modificaciones a NIC 1 y NIC 8 - *Definición de materialidad*; ii) Modificaciones a Referencias al Marco Conceptual para la Información Financiera; y iii) Modificaciones a NIIF 3 - *Definición de negocio*. A partir del 1 de junio de 2020 se han aplicado las Modificaciones a la NIIF 16 - *Concesiones en cuotas de arrendamiento por COVID-19*. Las Modificaciones a la NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7 - *Reforma de los tipos de interés de referencia (Fase 1)* que eran de aplicación obligatoria a partir del 1 de enero de 2020 fueron aplicadas de forma anticipada en el ejercicio 2019.

3.3) Nuevos estándares emitidos de aplicación obligatoria futura

A continuación se desglosan las normas y modificaciones de las mismas emitidas por el IASB que serán de aplicación obligatoria en futuros ejercicios:

Normas y modificaciones de normas	Fecha de 1ª aplicación
Adoptadas por la Unión Europea	
Modificaciones a la NIIF 4 - <i>Diferimiento de la NIIF 9</i>	1 de enero de 2021
Modificaciones a la NIC 39, NIIF 4, NIIF 7, NIIF 9 y NIIF 16 - <i>Reforma de los tipos de interés de referencia (Fase 2)</i>	1 de enero de 2021
Pendientes de adopción por la Unión Europea	
Modificaciones a la NIIF 3 - <i>Modificaciones a Referencias al Marco Conceptual para la Información Financiera</i>	1 de enero de 2022
Modificaciones a la NIC 16 - <i>Ventas de productos procedentes de activos en construcción en periodo de prueba</i>	1 de enero de 2022
Modificaciones a la NIC 37 - <i>Contratos onerosos: Costes de cumplimiento de un contrato</i>	1 de enero de 2022
Mejoras Anuales a las NIIF: 2018-2020	1 de enero de 2022
NIIF 17 <i>Contratos de seguro</i>	1 de enero de 2023
Modificaciones a la NIC 1 - <i>Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes</i>	1 de enero de 2023
Modificaciones a la NIIF 17 - <i>Contratos de seguro</i>	1 de enero de 2023
Modificaciones a la NIC 1 - <i>Desglose de información de políticas contables</i>	1 de enero de 2023
Modificaciones a la NIC 8 - <i>Definición de estimaciones contables</i>	1 de enero de 2023
Modificaciones a NIIF 10 y NIC 28 <i>Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto</i>	Indefinido

El Grupo está analizando los potenciales impactos que estos cambios normativos pudieran tener en sus estados financieros consolidados. A la fecha no se han identificado impactos significativos de la aplicación de estas normas y modificaciones.

3.4) Principios de consolidación y políticas contables

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 i) operaciones conjuntas articuladas a través de un *Joint Operating Agreement* (JOA) o un vehículo similar y cuyas participaciones se mantienen por el Grupo a través de la participación en sociedades dependientes que son consolidadas por el método de integración global, o ii) negocios conjuntos (*Joint Ventures* -JV-) que se registran por el método de la participación.
En la industria del *Oil&Gas*, las actividades de exploración y producción de hidrocarburos se desarrollan habitualmente a través de fórmulas de colaboración o asociación entre empresas que califican como acuerdos conjuntos que se instrumentan mediante JOAs 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 como negocios conjuntos que se integran en los estados financieros de los socios por el método de la participación; y
- asociadas: aquellas participaciones sobre las que existe influencia significativa (no se requiere el consentimiento de Repsol en la toma de las decisiones estratégicas operativas y financieras pero Repsol tiene capacidad para intervenir en ellas) y son contabilizadas por el método de la participación.

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 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.

Por último, 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, salvo para las específicas de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, que se describen en el apartado 3.7 de esta nota.

3.5) Estimaciones y juicios contables

La preparación de los estados financieros de acuerdo con los principios contables de aplicación requiere que se realicen juicios y estimaciones que afectan al reconocimiento y valoración de activos y pasivos, de ingresos y gastos del periodo, así como al desglose de activos y pasivos contingentes. Los resultados actuales 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 de crudo y de gas natural (ver Nota 3.7); (ii) valor recuperable de los activos (ver Nota 3.6 y Nota 20); (iii) provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias (ver Nota 15); (iv) impuesto sobre beneficios, créditos y contingencias fiscales y activos por impuestos diferidos (ver Nota 22); (v) valor de mercado de los instrumentos financieros derivados (ver Nota 7.6 y 9); (vi) pérdida esperada de los instrumentos financieros (ver Notas 10 y 20.3); y (vii) evaluación de las inversiones en Venezuela (ver Notas 13 y 20.3).

3.6) Cálculo del valor recuperable de los activos

Cálculo del valor recuperable

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)⁵, para lo que se utilizan previsiones sectoriales, experiencia pasada y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado:

- Las variables macroeconómicas son las que se utilizan en la elaboración de los presupuestos. El marco macroeconómico para los países en los que el Grupo tiene actividad contempla variables tales como 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, aunque se muestran consistentes o alineadas con la visión de los precios establecidas por las distintas agencias internacionales de referencia, entre ellas la Agencia Internacional de la Energía ("IEA" por sus siglas en inglés). Las sendas se elaboran a partir de la información macroeconómica, financiera, de mercado y de las previsiones disponibles de analistas y contemplan escenarios de transición energética y descarbonización de la economía que son consistentes con los compromisos para alcanzar los objetivos de la Cumbre del Clima de París.

En particular, para el cálculo de 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, 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. Con todos estos elementos se realizan modelos econométricos propios de precios, que se comparan con previsiones externas, tanto públicas como privadas.

- i. 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 Mckenzie, Energy Aspects y Oxford Economics*) y agencias internacionales de referencia (Agencia Internacional de la Energía -IEA- por sus siglas en inglés) y Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés)).
- ii. Respecto al largo plazo, las fuentes que presentan un análisis suficientemente detallado de sus previsiones son las agencias de referencia (Agencia Internacional de la Energía -IEA- y Administración de Información de la Energía en EE.UU.-EIA-), que además realizan estudios pormenorizados de oferta, demanda y previsiones de precios bajo distintos escenarios.

⁵ 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.

En 2020, a la vista de la situación de los mercados de *commodities*, de las consecuencias sociales y económicas de la pandemia del COVID-19 y de la evolución previsible de la transición energética, el Grupo ha revisado sus expectativas de precios futuros de crudo y de gas, modificando las sendas de precios definidas al cierre de 2019 para adaptarlas al nuevo escenario. En la Nota 20.1 se especifican las asunciones de precios futuros utilizadas para realizar el test de deterioro anual y que han supuesto ajustes de valor de los activos.

- La senda de precio del CO₂ más relevante para el Grupo en el test de deterioro se corresponde con los precios de derechos de emisiones en el actual mecanismo de ETS de la UE. Para otros países con derechos de emisiones o impuestos al CO₂ se han utilizado hipótesis específicas. Los expresados en la información anual publicada se refieren a los precios de derechos de emisiones en el actual mecanismo de ETS de la UE.

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 petroleras 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 EEUU (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 ajustado por los riesgos específicos del negocio y/o del activo;
- Se utiliza una prima de riesgo de crédito diferente en función de la divisa (EUR y USD); y
- Respecto de las primas de riesgo de negocio, se calculan de forma específica a partir de series históricas a 5 años de compañías comparables, para los negocios de *Upstream*, Refino & Marketing, Química, Gas & Power, GLP y Renovables.

En la Nota 20.1 se muestran las tasas de descuento utilizadas en el test de deterioro de 2020.

Activos de exploración y producción de hidrocarburos

La valoración de los activos productivos de Exploración y Producción (*Upstream*) 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. 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 la producción de pozos existentes y de los planes de desarrollo de cada campo productivo (véase "*Estimación de las reservas y recursos de crudo y gas*" en el siguiente apartado).
- 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.

Activos de negocios Industrial y Comercial y Renovables

Para la estimación de los flujos de caja se calcula la evolución prevista de las variables clave (demanda de productos petrolíferos, márgenes de contribución unitarios, costes fijos de inversión necesarios para seguir manteniendo el nivel de actividad) de acuerdo con las expectativas consideradas en el presupuesto anual, en los planes estratégicos de cada negocio y en consonancia con el escenario de transición energética y de descarbonización de la economía. No se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o las inversiones de transformación para mejoras en el desempeño del activo. A continuación se describen las principales particularidades de los negocios más relevantes:

- En el negocio de Refino en España se realizan proyecciones hasta 2040. Se considera que la demanda de productos petrolíferos cae de forma importante tanto en el mundo (alrededor del 30% de 2017 a 2040) como en Europa (alrededor del 60% para el mismo periodo). 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.
- 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. El uso de productos y soluciones químicas puede ayudar a abordar varios de los desafíos relacionados con la transición energética 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 conforme a la duración de los contratos de regasificación y transporte de gas y han sido estimados conforme a las siguientes hipótesis:
 - i. Precios del gas y del GNL. Las referencias internacionales utilizadas son: HH, Algonquin, JKM (*Japan Korea Marker*) y NBP (*National Balancing Point*), ajustándose de acuerdo con referencias del mercado correspondiente en caso de que las referencias internacionales no reflejen las circunstancias del mismo.
 - ii. 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 estratégico del negocio. Los márgenes tienen en consideración tanto datos históricos como la estimación de precios del punto anterior, así como la expectativa de evolución futura.
- Para los negocios de Movilidad se realizan proyecciones hasta 2030 para posteriormente aplicar una tasa de decrecimiento. La reducción de la demanda de combustibles fósiles será más lenta en España (especialmente hasta 2030) que las previstas en los escenarios de desarrollo sostenible por la IEA para Europa (35% en 2030 y 60% en 2040), debido a las características del parque de vehículos, las diferencias de renta *per capita* y la importancia del tráfico pesado (que representa más del 30% demanda), de difícil reemplazo a corto plazo. A partir de 2030, se asume una aceleración de la transición para igualarse con los niveles esperados en Europa.
- Para los activos de Generación de energía eléctrica se han realizado proyecciones conforme a la vida útil prevista de las plantas.

Empresas 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, a menos que la misma no genere entradas de efectivo que sean en gran medida independientes de las procedentes de otros activos o unidades generadoras de efectivo del Grupo.

Por todo lo indicado anteriormente, modificaciones en las hipótesis clave utilizadas en el cálculo del valor recuperable de los activos pueden tener un efecto significativo sobre los resultados del Grupo.

3.7) Políticas y juicios y estimaciones de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos

Gastos e inversiones

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, 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, su registro contable depende de las siguientes circunstancias:

- a. Si se requieren inversiones adicionales previas al inicio de la producción, permanecen capitalizados 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, se deteriorarían y serían registrados como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias.
- b. 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 positivo de reservas comercialmente explotables son reclasificados 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 incurre en ellos.

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 y conforme a los siguientes criterios:

- a. Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas y probables y las inversiones en instalaciones comunes, se amortizan en función de la relación existente entre la producción del ejercicio y dichas reservas.
- b. Los costes incurridos en sondeos para el desarrollo de las 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.

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

Estimación de las reservas y recursos de crudo y gas

La estimación de las reservas y recursos de crudo y gas es un proceso clave para la toma de decisiones de la Compañía. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza tanto para el cálculo de la amortización como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos del segmento *Upstream* (ver 3.6 en esta Nota). Modificaciones en los volúmenes de reservas y recursos podrían tener un impacto significativo sobre los resultados del Grupo.

Las reservas se clasifican como:

- a. Reservas probadas: Las reservas probadas son 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.
- b. Reservas probables: Las reservas 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.
- c. Reservas desarrolladas: Son cantidades, probadas o probables, que se espera recuperar de pozos e instalaciones existentes.
- d. Reservas no desarrolladas: Son cantidades, probadas o probables, que se espera recuperar a través de futuras inversiones.
- e. 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.

Los volúmenes registrados son sometidos periódicamente a auditorías por firmas independientes de ingeniería (como mínimo un 95% de las reservas son auditadas externamente en un ciclo de tres años). Para información sobre las reservas del Grupo véase el documento "*Información sobre las actividad de exploración y producción de hidrocarburos*".

Para la estimación de reservas y recursos de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios establecidos por el sistema "*SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG/SPWLA/EAGE Petroleum Resources Management System*", referido normalmente por su acrónimo "*SPE-PRMS (SPE-Society of Petroleum Engineers)*".

INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

(4) Información de negocio⁶

4.1) Definición de los segmentos de negocio

La información por segmentos del Grupo incluida en 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, así como en la estructura organizativa aprobada por el Consejo de Administración para la gestión de los negocios. Tomando como referencia estos segmentos, el equipo directivo de Repsol (Comité Ejecutivo) analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento. En 2020, Repsol ha revisado la definición de sus segmentos de operación y *reporting*, para alinearla con su renovada visión estratégica de la evolución de los negocios y con el compromiso de ser neutrales en emisiones de CO₂ en 2050. En particular, la Compañía impulsará sus negocios comerciales con una nueva oferta multienergía, una estrategia focalizada en el cliente y el desarrollo de nuevos negocios de generación eléctrica de bajas emisiones, por lo que se ha definido un nuevo segmento de negocio con la denominación "*Comercial y Renovables*". Como consecuencia de ello, los segmentos de *reporting* de Repsol son los siguientes:

- Exploración y Producción (*Upstream/E&P*): actividades de exploración, desarrollo y producción de reservas de crudo y gas natural.
- Industrial: actividades de (i) refino, (ii) petroquímica, (iii) *trading* y transporte de crudo y productos y (iv) comercialización, transporte y regasificación de gas natural y gas natural licuado (GNL).
- Comercial y Renovables: negocios de (i) generación de electricidad de bajas emisiones y fuentes renovables, (ii) comercialización de electricidad y gas, (iii) movilidad y comercialización de productos petrolíferos y (iv) gases licuados del petróleo (GLP).

Por otro lado, en Corporación y otros se incluyen (i) los gastos de funcionamiento de la corporación y, específicamente, los de dirección del Grupo que no han sido facturados como servicios a los negocios, (ii) el resultado financiero y (iii) los ajustes de consolidación intersegmento.

La información financiera se presenta bajo este nuevo esquema y la correspondiente al mismo periodo del 2019 ha sido re-expresada para facilitar el seguimiento y comparabilidad de la información.

El Grupo no ha realizado agrupaciones de segmentos para la presentación de la información.

4.2) Modelo de presentación de los resultados por segmentos

Repsol presenta los resultados y otras magnitudes financieras de los segmentos incluyendo los negocios conjuntos⁷, de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo, considerando sus magnitudes operativas y económicas bajo la misma perspectiva y con el mismo nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global. De esta manera, el Grupo considera que queda adecuadamente reflejada la naturaleza de sus negocios y la forma en que se analizan sus resultados para la toma de decisiones.

Por otra parte, el Grupo, atendiendo a la realidad de sus negocios y a la mejor comparabilidad con las compañías del sector, utiliza como medida del resultado de cada segmento el denominado Resultado neto ajustado, que se corresponde con el Resultado de operaciones continuadas a coste de reposición ("*Current Cost of Supply*" o CCS), neto de impuestos y minoritarios y sin incluir ciertos ingresos y gastos que se presentan de manera separada ("*Resultados específicos*"). El Resultado financiero se asigna al Resultado neto ajustado de *Corporación y otros*.

El resultado a coste de reposición (CCS), comúnmente utilizado en la industria para presentar los resultados de los negocios Industrial y Comercial y Renovables que deben trabajar con importantes inventarios sujetos a fluctuación constante de precios, no es aceptado en la normativa contable europea, pero facilita la comparabilidad con otras compañías del sector y el seguimiento de los negocios con independencia del impacto de las variaciones de precios sobre sus inventarios. En el

⁶ 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 ESMA (para más información, véase el Anexo I Medidas Alternativas de Rendimiento del Informe de Gestión Consolidado ó en www.repsol.com). Todas las magnitudes presentadas a lo largo de esta Nota se concilian con los estados financieros NIIF- UE en el Anexo II.

⁷ Véase la Nota 13 y el Anexo I donde se identifican los principales negocios conjuntos del Grupo.

Resultado a CCS, el coste de los volúmenes vendidos en el periodo se determina de acuerdo con los costes de aprovisionamiento y de producción del propio periodo. Como consecuencia de lo anterior, el Resultado neto ajustado no incluye el denominado Efecto patrimonial. Este Efecto patrimonial se presenta de forma independiente, neto de impuestos y minoritarios, y se corresponde con la diferencia entre el Resultado a CCS y el Resultado a Coste Medio Ponderado, que es el criterio utilizado por el Grupo para determinar sus resultados conforme a la normativa contable europea.

Asimismo, el Resultado neto ajustado tampoco incluye los denominados Resultados específicos, esto es, 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 de activos, las provisiones para riesgos y gastos y otros ingresos/gastos relevantes ajenos a la gestión ordinaria de los negocios. Estos resultados se presentan de forma independiente, netos de impuestos y minoritarios.

4.3) Información financiera por segmentos de negocio

La principal información financiera por segmentos de negocio se incluye en esta Nota y en el Anexo II. Información adicional sobre el desempeño de los segmentos se puede encontrar en el Informe de Gestión que acompaña a estas Cuentas Anuales y se publica junto con ellas.

Resultados

SEGMENTOS	Millones de euros	
	2020	2019
Exploración y Producción	195	1.050
Industrial	297	913
Comercial y Renovables	485	541
Corporación y otros	(377)	(462)
RESULTADO NETO AJUSTADO	600	2.042
Efecto patrimonial	(978)	(35)
Resultados específicos	(2.911)	(5.823)
RESULTADO NETO	(3.289)	(3.816)

Otras magnitudes

Millones de euros	Resultado de las operaciones		Flujo de caja de las operaciones		Flujo de caja libre		Inversiones de explotación ⁽¹⁾		Capital empleado	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Exploración y Producción	351	1.969	1.736	3.140	1.231	765	948	2.429	12.608	17.205
Industrial	369	1.189	783	1.776	209	894	565	885	9.755	10.717
Comercial y Renovables	650	738	703	1.001	1	525	739	491	4.061	3.361
Corporación y otros	(235)	(235)	(25)	(80)	538	(124)	56	56	893	2.009
TOTAL	1.135	3.661	3.197	5.837	1.979	2.060	2.308	3.861	27.317	33.292

⁽¹⁾ Incluye las inversiones devengadas en el período.

Las conciliaciones de estas magnitudes con los Estados Financieros NIIF-UE se encuentran en el Anexo II y el Anexo I del Informe de Gestión consolidado de 2020.

ESTRUCTURA DE CAPITAL Y RECURSOS FINANCIEROS

(5) Estructura financiera

Repsol asume una política financiera prudente con el objetivo de mantener la calificación crediticia de grado inversión. Para más información véase apartado 6.3 del Informe de Gestión 2020.

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 neta⁸ (considerando en su caso los pasivos por arrendamiento) y el capital empleado⁹. Ambas magnitudes son, a estos efectos, calculadas de acuerdo al modelo de *reporting* del Grupo descrito en la Nota 4 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 pueden encontrar en el Informe de Gestión (www.repsol.com). El cálculo de las citadas ratios a 31 de diciembre de 2020 y 2019, se desglosa a continuación:

Millones de euros	Con arrendamientos		Sin arrendamientos	
	2020	2019	2020	2019
Patrimonio Neto	20.539	25.209	20.723	25.336
Deuda financiera neta	6.778	8.083	3.042	4.220
Capital empleado ⁽¹⁾	27.317	33.292	23.765	29.556
Ratio de Apalancamiento (%)	24,8	24,3	12,8	14,3

⁽¹⁾ Medida Alternativa de Rendimiento. Para más información véase Anexo I del Informe de Gestión consolidado.

Para más información véase el apartado 6.3 del Informe de Gestión consolidado.

(6) Patrimonio Neto

	Millones de euros	
	2020	2019
Fondos propios:	21.185	24.335
Capital social	1.568	1.566
Prima de Emisión y Reservas:	21.132	26.731
Prima de Emisión	4.078	6.278
Reserva legal ⁽¹⁾	312	312
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas ⁽²⁾	16.844	20.248
Dividendo y remuneraciones a cuenta	(102)	(107)
Acciones y participaciones en patrimonio propias	(162)	(1.170)
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	(3.289)	(3.816)
Otros instrumentos de patrimonio	1.936	1.024
Otro resultado global acumulado	(890)	593
Instrumentos de patrimonio con cambios en otro resultado global	(3)	24
Operaciones de cobertura	(62)	(109)
Diferencias de conversión	(825)	678
Intereses minoritarios	244	281
TOTAL PATRIMONIO NETO	20.539	25.209

⁽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⁾ Este epígrafe incluye el traspaso del resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante del ejercicio 2019. Incluye una reserva por capital amortizado por importe de 239 millones de euros, que equivale al valor nominal de las acciones amortizadas en las reducciones de capital en 2020, 2019 y 2018 en el marco del programa "Repsol Dividendo Flexible" (ver 6.3).

6.1) Capital social

El capital social suscrito e inscrito en el Registro Mercantil a 31 de diciembre de 2020 y 2019 estaba representado por 1.527.396.053 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas, representadas por anotaciones en cuenta y admitidas a cotización oficial en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas.

⁸ Las ratios utilizan el concepto de deuda neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras.

⁹ Corresponde a la suma de la deuda financiera neta más el Patrimonio Neto.

Tras la operación de ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2021 (ver Nota 6.3), el capital social de Repsol, S.A. asciende a 1.567.890.563 acciones de 1 euro de valor nominal cada una. De acuerdo con la normativa contable y teniendo en cuenta que dicha ampliación de capital fue inscrita en el Registro Mercantil con carácter previo a la formulación de los estados financieros, la misma ha sido registrada en los estados financieros del Grupo con fecha 31 de diciembre de 2020¹⁰.

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		
Sacyr, S.A. ⁽¹⁾	—	7,826	—	7,826
JP Morgan Chase & Co. ⁽²⁾	—	0,585	6,270	6,855
BlackRock, Inc. ⁽³⁾	—	4,762	0,236	4,998
Amundi Asset Management, S.A. ⁽⁴⁾	—	4,500	—	4,500

⁽¹⁾ Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Securities, S.A., Sacyr Investments, S.A.U. y Sacyr Investments II, S.A.U.

⁽²⁾ JP Morgan Chase & Co ostenta su participación a través de diversas entidades controladas. Información basada en la declaración presentada por dicha entidad en la CNMV el 19 de marzo de 2020 sobre la cifra de capital social de 1.566.043.878 acciones.

⁽³⁾ BlackRock, Inc. ostenta su participación a través de diversas entidades controladas. Información basada en la declaración presentada por dicha entidad en la CNMV el 10 de diciembre de 2019 sobre la cifra de capital social de 1.527.396.053 acciones.

⁽⁴⁾ Amundi Asset Management, S.A. ostenta su participación a través de diversas entidades controladas.

A 31 de diciembre de 2020 las siguientes compañías del Grupo tienen acciones admitidas a cotización:

Compañía	Número de acci. cotizadas	% capital social que cotiza	Bolsas ⁽¹⁾	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
Repsol, S.A.	1.527.396.053	100%	Bolsas de valores españolas	8,250	7,201	euros
			(Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia) OTCQX	10,010	8,585	dólares
Refinería La Pampilla, S.A.	8.319.175.714	100%	Bolsa de Valores de Lima	0,069	0,065	soles

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

6.2) Acciones y participaciones en patrimonio propias

Las principales operaciones con acciones propias¹¹ efectuadas por el Grupo Repsol han sido las siguientes:

Millones de euros	2020			2019		
	Nº Acciones	Importe	% capital	Nº Acciones	Importe	% capital
Saldo al inicio del ejercicio	80.768.905	1.170	5,16%	24.157.554	350	1,55 %
Compras mercado ⁽¹⁾	96.294.772	850	6,14 %	176.384.235	2.561	11,26 %
Ventas mercado ⁽¹⁾	(58.847.189)	(637)	3,75 %	(48.948.699)	(717)	3,13 %
Reducción de capital ⁽²⁾	(98.982.965)	(1.221)	(6,31)%	(71.394.987)	(1.024)	4,56 %
Repsol Dividendo Flexible ⁽³⁾	367.595	—	0,02 %	570.802	—	0,04 %
Saldo al cierre del ejercicio	19.601.118	162	1,25 %	80.768.905	1.170	5,16 %

⁽¹⁾ En 2020 "Compras mercado" incluye las compras realizadas al amparo del Programa de Recompra de acciones propias para su amortización (ver apartado siguiente) entre el 4 y el 23 de septiembre y por el que se han adquirido 23.632.965 acciones. También en 2020 y 2019 "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 2020 se han entregado 1.547.189 acciones de acuerdo con lo establecido en cada uno de los planes (ver 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. Igualmente incluyen altas y bajas contables de acciones propias que se hayan producido originadas por operaciones con derivados.

⁽²⁾ Incluye 1.400.000 acciones propias adquiridas antes del 25 de marzo de 2020 (fecha de convocatoria de la Junta General de Accionistas 2020) y 73.950.000 acciones propias procedentes de la liquidación de los derivados sobre acciones propias contratados también con anterioridad al 25 de marzo de 2020.

⁽³⁾ Acciones nuevas recibidas en las ampliaciones de capital liberadas realizadas en el marco del Programa "Repsol Dividendo Flexible" correspondientes a las acciones mantenidas en autocartera.

A 31 de diciembre de 2020, el saldo de autocartera no incluye derivados sobre acciones propias. A 31 de diciembre de 2019 incluía derivados sobre un noción total de 70 millones de acciones liquidadas durante el ejercicio 2020.

¹⁰ En el balance de situación a 31 de diciembre de 2020 se ha registrado una reducción patrimonial en el epígrafe "Dividendo y remuneraciones a cuenta" así como una obligación de pago, en el epígrafe de "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar", a los accionistas que habían aceptado el compromiso irrevocable de compra en la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2021, correspondientes a la venta de derechos a Repsol por importe de 102 millones de euros.

¹¹ La Junta General Ordinaria de Accionistas del 11 mayo de 2018 autorizó al Consejo de Administración por un periodo de 5 años a la adquisición de acciones de Repsol, directamente o a través de Sociedades dependientes, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2020, existen opciones sobre acciones propias que se informan en la Nota 9.

6.3) Dividendos y retribución al accionista

Durante 2020 y 2019 los accionistas han sido retribuidos mediante la implementación del programa “*Repsol Dividendo Flexible*”, cuyos importes se recogen en la siguiente tabla:

	Nº de derechos de asignación gratuita vendidos a Repsol	Precio del compromiso de compra (€/derecho)	Desembolso en efectivo (millones de euros)	Acciones nuevas emitidas	Retribución en acciones (millones de euros)
Diciembre 2018/Enero 2019	425.542.521	0,411	175	31.481.529	453
Junio/Julio 2019	441.300.729	0,505	223	39.913.458	564
Diciembre 2019/Enero 2020	252.017.771	0,424	107	38.647.825	541
Junio/Julio 2020 ⁽¹⁾	480.011.345	0,492	236	60.335.140	534

⁽¹⁾ En sustitución del que hubiera sido el dividendo complementario del ejercicio 2019.

Asimismo, para compensar el efecto dilutivo de las ampliaciones de capital liberadas formalizadas en el ejercicio 2020 en el marco del programa “*Repsol Dividendo Flexible*”, en octubre de 2020 se ha ejecutado una reducción de capital mediante amortización de 98.982.965 acciones propias (representativas de aproximadamente el 6,09% del capital social a la fecha de la referida reducción de capital) aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas de 8 de mayo de 2020. El coste de adquisición de las acciones amortizadas ascendió ha ascendido 1.221 millones de euros.

Adicionalmente, en enero de 2021 en el marco del programa “*Repsol Dividendo Flexible*” y en sustitución del que hubiera sido el dividendo a cuenta del ejercicio 2020, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 102 millones de euros (0,288 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita¹² a la Compañía y ha retribuido con 40.494.510 acciones, por un importe equivalente de 338 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad dominante. A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, el Consejo de Administración ha acordado la puesta en marcha de un Programa de Recompra de acciones propias por un máximo de 40.494.510 acciones, representativas de aproximadamente el 2,58% de capital social actual, con el único propósito de adquirir las acciones que se amortizarán en el caso de que la Reducción de Capital propuesta a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas sea aprobada.

Para más información véase los apartados 3 y 6.4 del Informe de Gestión consolidado.

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 reparto de dividendos en efectivo, por un importe de 0,60 euros brutos por acción. De este importe, 0,30 euros brutos por acción se han propuesto con cargo a los beneficios del ejercicio 2020 y su pago tendrá lugar a partir del 7 de julio de 2021 y 0,30 euros¹³ por acción con cargo a reservas libres y cuya distribución se hará efectiva, en su caso, a partir del 1 de enero de 2022 y no más tarde del 31 de enero de 2022, en la fecha en la que concrete el Consejo de Administración. Estas propuestas sustituyen al programa de retribución “*Repsol Dividendo Flexible*” que Repsol ha venido utilizando en los últimos ejercicios.

6.4) Otros instrumentos de patrimonio

- El 2 de junio de 2020, Repsol International Finance B.V. (“RIF”), filial 100% del Grupo Repsol, cerró los términos de la emisión de dos series de bonos subordinados perpetuos garantizados por Repsol, S.A. por un importe total de 1.500 millones de euros. Los bonos han sido colocados entre inversores cualificados y cotizan en la Bolsa de Luxemburgo. 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 ⁽¹⁾	11/03/2026	11/09/2028
Interés (pagadero anualmente)	3,750% hasta 11/06/2026, y a partir de esa fecha el tipo swap a 5 años aplicable más un diferencial adicional según los términos y condiciones de los bonos.	4,247% hasta el 11/12/2028, y a partir de esa fecha el tipo swap a 5 años aplicable más un diferencial adicional según los términos y condiciones de los bonos.

⁽¹⁾ Adicionalmente existen opciones de amortización a instancia del emisor en determinados supuestos previstos en los términos y condiciones.

¹² Repsol ha renunciado a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del compromiso de compra y, por tanto, a las nuevas acciones que corresponden a esos derechos. En el balance de situación a 31 de diciembre de 2020 se ha registrado una reducción patrimonial en el epígrafe “*Prima de emisión*” así como una obligación de pago a los accionistas que aceptaron el compromiso irrevocable de compra de Repsol.

¹³ El importe de 0,30 euros brutos por acción se reducirá en la cantidad bruta por acción que, antes de la fecha acordada, haya en su caso acordado distribuir la Sociedad y comunicado al mercado, en concepto de dividendo a cuenta correspondiente a los beneficios del ejercicio en curso que se hayan obtenido desde el fin del ejercicio 2020.

- El 25 de marzo de 2015, Repsol International Finance B.V. (en adelante “RIF”) emitió un bono subordinado garantizado por Repsol, S.A., por un importe de 1.000 millones de euros, de carácter perpetuo o sin fecha de vencimiento, amortizable a instancia del emisor a partir del sexto año o en determinados supuestos previstos en los términos y condiciones.

Este bono se colocó entre inversores cualificados y cotiza en la Bolsa de Luxemburgo, devengando un cupón fijo anual del 3,875% pagadero anualmente desde la fecha de emisión hasta el 25 de marzo de 2021 y, a partir de entonces un cupón fijo anual igual al tipo *swap* a 6 años aplicable más un margen.

El 2 de junio de 2020 (junto con la emisión de los bonos subordinados perpetuos descrita en el punto anterior), Repsol, S.A. y RIF anunciaron el lanzamiento de una oferta de recompra en efectivo de este bono. El precio de la oferta de recompra ha sido del 101,2% sobre el valor nominal, más el cupón corrido. Titulares de bonos por un importe nominal total de 594 millones de euros acudieron a la oferta, resultando en la adquisición por RIF y posterior amortización de un 59,37% de la emisión. RIF ha abonado a los aceptantes de la oferta de recompra un total de 606 millones de euros en efectivo, dando de baja del balance de situación los bonos recomprados y cancelados. En relación a la oferta de recompra del importe pendiente, anunciada el 3 de febrero de 2020, véase Nota 31.

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 de las emisiones disponibles en la web de Repsol).

Estos bonos están registrados en Patrimonio neto del balance de situación, por considerar que no cumple las condiciones para su consideración contable como pasivo financiero. 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 54 millones de euros (29 millones de euros en 2019).

6.5) Intereses minoritarios

El Patrimonio Neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2020 y 2019 corresponde fundamentalmente a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2020	2019
Petronor, S.A.	172	187
Refinería La Pampilla, S.A.	37	48
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	35	33
Otras compañías	—	13
TOTAL	244	281

(7) Recursos financieros

7.1) Pasivos financieros

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

	Millones de euros	
	2020	2019
Pasivos financieros no corrientes:		
Pasivos financieros no corrientes ⁽¹⁾	12.123	10.929
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽²⁾	44	11
Pasivos financieros corrientes:		
Pasivos financieros corrientes ⁽¹⁾	3.880	6.538
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽³⁾	208	350
TOTAL	16.255	17.828

⁽¹⁾ La variación se explica principalmente por las emisiones de bonos descritas en el apartado siguiente, que se han visto parcialmente compensados por la cancelación de dos bonos a su vencimiento.

⁽²⁾ Registrados en el epígrafe “*Otros pasivos no corrientes*” del balance de situación.

⁽³⁾ 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 2020 y 2019, es el siguiente:

Millones de euros	31 de diciembre de 2020 y 2019							
	A VR con cambio en resultados		A coste amortizado		Total		Valor Razonable	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Bonos y obligaciones		—	5.513	4.199	5.513	4.199	6.005	4.551
Préstamos ⁽¹⁾		—	3.250	2.946	3.250	2.946	3.250	2.946
Pasivos por arrendamientos		—	2.505	2.709	2.505	2.709	n/a	n/a
Deudas con entidades de crédito		—	667	917	667	917	675	934
Derivados ⁽²⁾	145	82	—	—	145	82	145	82
Otros pasivos financieros		—	87	88	87	88	87	88
No corrientes	145	82	12.022	10.859	12.167	10.941		
Bonos y obligaciones		—	2.438	3.721	2.438	3.721	2.471	3.748
Préstamos		—	430	970	430	970	430	970
Pasivos por arrendamientos		—	486	424	486	424	n/a	n/a
Deudas con entidades de crédito		—	270	1.328	270	1.328	272	1.328
Derivados ⁽²⁾	452	397	—	—	452	397	452	397
Otros pasivos financieros		—	12	48	12	47	12	48
Corrientes	452	397	3.636	6.491	4.088	6.887		
TOTAL ⁽²⁾⁽³⁾	597	479	15.658	17.350	16.255	17.828		

⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente el préstamo concedido por Repsol Sinopec Brasil B.V. (ver 7.3) cuyo tipo de interés se renueva anualmente.

⁽²⁾ En 2020 incluye derivados de cobertura no corriente y corriente por importe de 78 y 4 millones de euros, respectivamente (73 y 24 millones de euros en 2019, respectivamente). Para más información ver Nota 9.

⁽³⁾ En relación al riesgo de liquidez, la distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2020 y 2019 se informa en la Nota 10.

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

Millones de euros	2020		2019	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Bonos y obligaciones	8.245	2,10 %	7.709	2,29 %
Otros pasivos financieros	3.955	2,50 %	2.521	2,46 %
Deudas con entidades de crédito	1.895	1,76 %	3.684	3,28 %
TOTAL	14.095	2,17 %	13.914	2,58%

7.2) Bonos

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2020 ¹⁴:

Movimiento	Fecha de emisión	Entidad emisora	Nominal (M€)	Precio	Cupón fijo anual %	Vencimiento
Emisión	Abr-20	RIF	750	99,967%	2,000%	2025
Emisión	Abr-20	RIF	750	99,896%	2,625%	2030
Cancelación	May-13	RIF	1.200	n.a.	2,625%	2020
Emisión	Oct-20	RIF	850	99,753%	0,125%	2024
Cancelación	Dic-15	RIF	600	n.a.	2,125%	2020

Nota: Emisiones realizadas al amparo del Programa EMTN.

¹⁴ Principales emisiones, recompras o reembolsos del ejercicio 2019: i) en febrero se canceló a su vencimiento el bono emitido por RIF (nominal de 1.000 millones de euros y cupón fijo anual del 4,875%); ii) en julio se canceló a su vencimiento el bono emitido por RIF (nominal de 100 millones de euros y cupón fijo anual del 0,125%); y iii) en agosto RIF realizó una emisión de bonos garantizados por Repsol S.A. por importe de 750 millones de euros, con vencimiento en agosto de 2027 y un cupón fijo anual del 0,25%.

Detalle de bonos vivos a 31 de diciembre de 2020, todos ellos garantizados por Repsol,S.A.:

ISIN	Entidad emisora	Fecha de emisión	Moneda	Nominal (millones)	Tipo medio %	Vencimiento	Cotiza ⁽³⁾
US87425EAE32	Repsol Oil & Gas Canadá Inc.	Oct-97	Dólar	50	7,250%	Oct-27	—
US87425EAH62	Repsol Oil & Gas Canadá Inc.	May-05	Dólar	88	5,750%	May-35	—
US87425EAJ2	Repsol Oil & Gas Canadá Inc.	Ene-06	Dólar	102	5,850%	Feb-37	—
US87425EAK91	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Nov-06	Dólar	115	6,250%	Feb-38	—
US87425EAN31	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	May-12	Dólar	57	5,500%	May-42	—
XS0975256685 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	Oct-13	Euro	1.000	3,625%	Oct-21	LuxSE
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	1.000	4,500%	Mar-75	LuxSE
XS1352121724 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	Ene-16	Euro	100	5,375%	Ene-31	LuxSE
XS1613140489 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	May-17	Euro	500	0,500%	May-22	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

Nota: No incluye los bonos subordinados perpetuos, que califican como instrumentos de patrimonio (ver Nota 6) emitidos por RIF en marzo de 2015 y junio de 2020 por un importe vivo nominal a 31 de diciembre de 406 y 1.500 millones de euros, respectivamente.

⁽¹⁾ Emisiones realizadas al amparo del Programa EMTN.

⁽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*).

Adicionalmente, RIF mantiene un Programa *Euro Commercial Paper* (ECP), garantizado por Repsol, S.A., por importe máximo de 2.000 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 2020 de 1.370 millones de euros (1.845 millones de euros a 31 de diciembre de 2019).

Condiciones y obligaciones financieras de la deuda

En general, la deuda financiera incorpora las cláusulas de vencimiento anticipado de uso general en contratos de esta naturaleza.

Las emisiones de bonos, representativas de deuda ordinaria, realizadas por RIF con la garantía de Repsol, S.A., por un importe nominal de 5.200 millones de euros, contienen ciertas cláusulas de aceleración o de vencimiento anticipado de la deuda (entre otras, vencimiento o incumplimiento cruzado - "*cross acceleration*" o "*cross-default*" - aplicables al emisor y al garante) y el compromiso de no constituir sobre los activos del emisor y del garante gravámenes en garantía de futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento de 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, puede declarar el vencimiento anticipado de los bonos. Adicionalmente, los tenedores de los bonos emitidos desde 2013 pueden instar su amortización si, como consecuencia de un cambio de control de Repsol la calificación crediticia de Repsol quedara situada por debajo del grado de inversión.

Adicionalmente los bonos subordinados emitidos por RIF con la garantía de Repsol, S.A. en marzo de 2015 y junio de 2020 por importe nominal total de 3.500 millones de euros, (con un saldo vivo a 31 de diciembre de 2.906 millones de euros), no contienen cláusulas de vencimiento anticipado, con excepción de los supuestos de disolución o liquidación.

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

A 31 de diciembre de 2020 y 2019 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) Préstamos

Incluye aquellos préstamos concedidos por sociedades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación. A 31 de diciembre 2020 y 2019 existen préstamos por importe de 3.680 y 3.915 millones de euros, respectivamente, destacando el préstamo concedido por Repsol Sinopec Brasil B.V. (ver Nota 13) a sus accionistas en el porcentaje de participación en el capital y que a 31 de diciembre de 2020 y 2019 presenta un saldo para el Grupo de 2.768 y 2.946 millones de euros, respectivamente.

7.4) Pasivos por arrendamientos

Los principales contratos por arrendamiento del Grupo se informan en la Nota 12. Los pasivos reconocidos¹⁵ por las cuotas a pagar por arrendamientos ascienden a 2.991¹⁶ y 3.133¹⁵ millones de euros a 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.

7.5) 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.

7.6) Valor razonable

ⁿLas técnicas de valoración utilizadas para los instrumentos financieros clasificados en las jerarquías de nivel 2 y 3 se basan, de acuerdo a ^ola normativa contable, en un enfoque de ingreso, el cual consiste en el descuento de los flujos futuros conocidos o estimados utilizando ⁿcurvas de descuento construidas a partir de los tipos de interés de referencia en el mercado (en los derivados, se estiman a través de ⁱcurvas forward implícitas de mercado), incluyendo ajustes por riesgo de crédito en función de la vida de los instrumentos. En el caso de ⁿlas 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 renta variable y volatilidades 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.

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

Nivel 1

derivados mantenidos para negociar y fondos de inversión.

Nivel 2

valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

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

Millones de euros							
Nivel 1 ⁽¹⁾		Nivel 2 ⁽¹⁾		Nivel 3		Total	
2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
113	319	484	160	—	—	597	479

⁽¹⁾ Incluye derivados de cobertura de nivel 1 y nivel 2 por importe de 82 y 97 millones de euros en 2020 y 2019, respectivamente.

¹⁵ 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 que alcanzan el periodo 2021-2077 y cuyas cuotas estimadas futuras sin descontar ascenderían a 189 millones de euros (no contempla las prórrogas opcionales de los contratos con *Emera Brunswick Pipeline* y *Maritimes & North East Pipeline* descritos en la Nota 12 por su escasa probabilidad de ejecución) siendo la más significativa la prórroga quinquenal del contrato de arrendamiento de un buque por importe de 105 millones de euros (habiendo dos prórrogas similares adicionales); y (iii) los contratos de arrendamiento firmados y no iniciados, cuyos pagos fijos futuros ascienden a 9 millones de euros en 2021 y 184 millones de euros en 2022 y siguientes.

¹⁶ Un 7% y 12% corresponden a contratos cuyo vencimiento es superior a 15 años en 2020 y 2019, respectivamente.

(8) Activos financieros

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

	Millones de euros	
	2020	2019
Activos no corrientes:		
Activos financieros no corrientes	916	1.125
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	47	9
Activos corrientes:		
Otros activos financieros corrientes ⁽²⁾	1.584	2.800
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽³⁾	200	168
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes ⁽⁴⁾	4.321	2.979
TOTAL	7.068	7.081

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

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

⁽³⁾ Registrados en el epígrafe "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" (ver Nota 15) en "Otros deudores" del balance de situación.

⁽⁴⁾ Ver el Estado de flujos de efectivo.

El detalle de los activos financieros en el balance del Grupo, clasificados por clases de activos, es el siguiente:

Millones de euros	A Valor Razonable con cambios en resultados		A VR con cambios en Otro resultado global		A coste amortizado ⁽⁵⁾		Total	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Instrumentos de patrimonio ⁽¹⁾	37	29	86	122	—	—	123	151
Derivados ⁽²⁾	93	9	1	—	—	—	94	9
Préstamos	—	—	—	—	697	759	697	759
Depósitos a plazo	—	—	—	—	5	150	5	150
Otros activos financieros	28	43	—	—	16	22	44	65
No corrientes	158	81	87	122	718	931	963	1.134
Derivados ⁽²⁾	268	238	125	40	—	—	393	278
Préstamos	—	—	—	—	199	203	199	203
Depósitos a plazo	—	—	—	—	1.181	2.481	1.181	2.481
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes ⁽³⁾	3	8	—	—	4.318	2.971	4.321	2.979
Otros activos financieros	—	—	—	—	11	6	11	6
Corrientes	271	246	125	40	5.709	5.661	6.105	5.947
TOTAL ⁽⁴⁾	429	327	212	162	6.427	6.592	7.068	7.081

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

⁽²⁾ Incluye derivados de cobertura de flujo de efectivo corrientes (con cambios en "Otro resultado global") por importe de 125 millones de euros (40 millones de euros en 2019) y derivados de valor razonable no corrientes por importe de 1 millones de euros.

⁽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.

⁽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 2020 a 833 millones de euros a largo plazo y 3.856 a corto plazo, mientras que a 31 de diciembre de 2019 ascendían a 1.306 millones de euros a largo plazo y 5.743 millones a corto plazo, respectivamente.

⁽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 media devengada de los activos financieros asciende a un interés medio de 3,9% y 4,3% en 2020 y 2019, respectivamente,

8.1 Préstamos

En 2020 y 2019, 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 por importe de 899 y 962 millones de euros. Entre ellos, destaca la financiación a los negocios conjuntos en Venezuela y 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, destinados al pago de dividendos pasados de Repsol, de inversiones de capital y de gastos operativos de Petroquiriquire; 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 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 2020, la disposición acumulada de dicha línea de crédito asciende a 840 millones de dólares, siendo el saldo a 31 de diciembre de 2020 de 341 millones de euros (663 millones de euros saldo bruto y una provisión de 322 millones de euros) y a 31 de diciembre de 2019 de 426 millones de euros.

Adicionalmente, Repsol ha otorgado un préstamo a Cardón IV con vencimientos anuales, prorrogable por los socios (Repsol y Eni), que se ha considerado parte de la inversión neta de esta sociedad (ver Nota 13).

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

	Millones de euros	
	2020	2019
2021	—	139
2022	42	67
2023	52	77
2024	98	129
Años posteriores	505	347
TOTAL	697	759

8.2 Valor razonable

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

Millones de euros	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
A VR con cambios en resultados	129	121	263	175	37	29	429	325
A VR con cambios en otro resultado global	19	2	107	40	86	122	212	164
TOTAL	148	123	370	215	123	151	641	489

En relación a la clasificación y las técnicas de valoración de los instrumentos financieros véase la Nota 7.6.

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

El Grupo contrata derivados para cubrir la exposición a la variación de los flujos de efectivo en sus operaciones, entre las que destacan en 2020 y 2019:

- La cobertura de flujos de efectivo en dólares de permutas financieras de tipo de interés relacionadas con la financiación de la inversión en el proyecto de GNL de Canaport (Canadá), por un notional equivalente de 349 millones de euros con vencimiento a largo plazo y valor razonable negativo de 80 millones de euros a 31 de diciembre de

2020. Como consecuencia de la misma, el Grupo contabiliza un gasto correspondiente a un tipo de interés fijo medio de 4,023% y un ingreso correspondiente al tipo de interés Libor a 3 meses. El valor razonable registrado en Patrimonio Neto pendiente de registrar en resultados asciende a -61 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2020 (-53 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2019). El impacto reconocido en 2020 en la cuenta de pérdidas y ganancias, antes de impuestos, ha ascendido a una pérdida de 13 millones de euros (9 millones de euros en 2019).

- La cobertura de flujos de efectivo de permutas financieras de tipo de interés contratadas en 2014 por un notional de 1.500 millones de euros para cubrir las emisiones de bonos realizadas a finales de 2014 y principios de 2015. A través de las mismas, el Grupo paga un tipo de interés medio ponderado de 1,762% y recibe Euribor a 6 meses. El valor razonable registrado en Patrimonio Neto pendiente de registrar en resultados asciende a -52 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2020 (-63 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2019). El impacto reconocido en 2020 en la cuenta de pérdidas y ganancias, antes de impuestos, ha ascendido a 15 millones de euros (14 millones de euros en 2019).
- La cobertura de flujos de efectivo para mitigar el riesgo de variabilidad del precio de compra de la electricidad con vencimientos principalmente entre 2021 y 2023. A 31 de diciembre de 2020 su notional asciende a 165 millones de euros y su valor razonable positivo a 18 millones de euros.
- La cobertura de flujos de efectivo para mitigar el riesgo de la variabilidad del precio de venta de gas con vencimiento 2021 y 2023. A 31 de diciembre de 2020 su notional ascendía a -364 millones de euros y su valor razonable positivo a 50 millones de euros (40 millones de euros a 31 de diciembre 2019).

Adicionalmente el Grupo mantiene instrumentos para cubrir la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero. Destaca los instrumentos financieros designados como cobertura de inversión neta respecto a determinados activos en dólares en el segmento *Upstream* cuyo notional a 31 de diciembre asciende a 3.000 millones de dólares estadounidenses (2.445 millones de euros). En 2019 el notional ascendía a 3.836 millones de dólares estadounidenses (3.416 millones de euros).

A continuación se detalla el desglose de los instrumentos designados como cobertura contable a 31 de diciembre de 2020 y 2019:

	Nominales		Importe en libros del instrumento de cobertura								Cambios en el VR			
	Instrumentos de cobertura ⁽³⁾		Activo No Corriente		Activo Corriente		Pasivo No Corriente		Pasivo Corriente		Total VR		del instrumento de cobertura ⁽⁴⁾	
Millones de euros	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Flujos de Efectivo	150	248	—	—	68	40	(78)	(72)	(4)	(24)	(14)	(56)	44	1
De tipo de interés	349	289	—	—	—	—	(78)	(71)	(2)	(1)	(80)	(72)	(8)	(15)
De precio de producto	(199)	(41)	—	—	68	40	—	(1)	(2)	(23)	66	16	52	16
Valor razonable	(19)	(22)	1	2	1	—	—	(1)	—	—	2	1	—	1
De precio de producto	(19)	(22)	1	2	1	—	—	(1)	—	—	2	1	—	1
Inversión Neta ⁽¹⁾	(2.445)	(3.416)	—	—	56	—	—	(2.857)	—	(559)	56	(3.416)	82	(59)
De tipo de cambio	(2.445)	(3.416)	—	—	56	—	—	(2.857)	—	(559)	56	(3.416)	82	(59)
TOTAL ⁽²⁾	(2.314)	(3.190)	1	2	125	40	(78)	(2.930)	(4)	(583)	44	(3.471)	126	(57)

⁽¹⁾ A 31 de diciembre 2020 el instrumento de cobertura se corresponde con una cesta de derivados, mientras que a 31 de diciembre 2019 se correspondía con un pasivo financiero.

⁽²⁾ Los métodos de valoración del valor razonable se describen en la Nota 7.6.

⁽³⁾ Los instrumentos en dólares americanos 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.

⁽⁴⁾ En 2020 y 2019 los cambios en el VR en los elementos cubiertos coincide con los de los instrumentos de cobertura dado que las coberturas han sido 100% efectivas.

A continuación se detalla el movimiento correspondiente a los instrumentos de cobertura contable a 31 de diciembre de 2020 y 2019 registradas en el epígrafe de "Otro resultado global acumulado" del balance de situación:

Millones de euros	2020		2019	
	Cobertura de flujos de efectivo	Coberturas de inversión neta ⁽¹⁾	Cobertura de flujos de efectivo	Coberturas de inversión neta
Saldo inicial a 31 de diciembre	(109)	(84)	(106)	(41)
Ganancias/(Pérdidas) por valoración imputadas a Otro resultado global	78	82	(55)	(59)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	(20)	—	56	—
Diferencias de conversión	3	—	(1)	—
Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	1	—	—	—
Efecto impositivo	(15)	(21)	(3)	16
Saldo final a 31 de diciembre	(62)	(23)	(109)	(84)

⁽¹⁾ El importe acumulado en diferencias de conversión por coberturas discontinuadas asciende a -139 millones de euros.

Los saldos acumulados por tipología de instrumentos de cobertura a 31 de diciembre de 2020 y 2019 son:

Millones de euros	Reserva cobertura de flujos efectivo y Reservas de conversión	
	2020	2019
Cobertura de flujos de efectivo	(62)	(109)
- De tipo de interés	(139)	(163)
- De precio de producto	56	11
- Efecto fiscal	21	43
Cobertura de inversión neta	(23)	(84)
- De tipo de cambio	(57)	(139)
- Efecto fiscal	34	55

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 y otros productos petrolíferos se lleva a cabo mediante la contratación, principalmente, de futuros y swaps.

Estos instrumentos derivados se desglosan a continuación:

Millones de euros	Activo No Corriente		Activo Corriente		Pasivo No Corriente		Pasivo Corriente		Total Valor Razonable	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
De tipo de cambio	—	—	42	110	—	—	(242)	(46)	(200)	64
De precio de producto	46	7	132	128	(44)	(9)	(206)	(327)	(72)	(201)
Opciones sobre acciones	47	—	94	—	(23)	—	—	—	118	—
TOTAL ⁽¹⁾	93	7	268	238	(67)	(9)	(448)	(373)	(154)	(137)

⁽¹⁾ Incluye en 2020 instrumentos derivados cuya valoración por el componente de tipo de interés asciende a 19 millones de euros (2019: 24 millones de euros).

El detalle de estos derivados a 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

Millones de euros	Vencimiento valores razonables											
	2020						2019					
	2021	2022	2023	2024	Sig.	Total	2020	2021	2022	2023	Sig.	Total
De tipo de cambio	(200)	—	—	—	—	(200)	64	—	—	—	—	64
De precio de producto	(51)	(7)	(13)	(1)	—	(72)	(198)	(1)	4	(6)	—	(201)
Futuros de compra	318	49	3	(1)	—	369	17	—	(10)	—	—	7
Futuros de venta ⁽¹⁾	(322)	(57)	(14)	—	—	(393)	(230)	—	13	(6)	—	(223)
Opciones	1	1	—	—	—	2	1	—	—	—	—	1
Swaps	(19)	4	(1)	—	—	(16)	(32)	(1)	1	—	—	(32)
Otros ⁽²⁾	(29)	(4)	(1)	—	—	(34)	46	—	—	—	—	46
Opciones sobre acciones	94	—	24	—	—	118	—	—	—	—	—	—
TOTAL	(157)	(7)	11	(1)	—	(154)	(134)	(1)	4	(6)	—	(137)

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

Futuros de venta	2020		2019	
	Unidades físicas	VR (Millones de euros)	Unidades físicas	VR (Millones de euros)
EUAs CO ₂ (Miles de toneladas)	3.524	(27)	24.749	(179)
Crudo (Miles de barriles)	30.137	(262)	17.924	(51)
Gas (TBTU)	196	7	290	7
Productos	n.a	(111)	n.a	—
Total		(393)		(223)

En 2020 y 2019, el impacto negativo de la valoración de los derivados de producto y de precio de CO₂ en el “*Resultado de explotación*” ha sido de 41 y 281 millones de euros, respectivamente.

Durante 2020 y 2019 se ha llevado a cabo la contratación de *forwards* y *swaps* de divisa a corto plazo que han generado un resultado financiero negativo de 260 y positivo de 157 millones de euros, respectivamente, reconocidos en el epígrafe “*Variación de valor razonable en instrumentos financieros*” del resultado financiero.

A 31 de diciembre de 2020, Repsol mantiene contratados opciones sobre sus propias acciones por un volumen total de 115 millones de acciones (90 millones en opciones de compra y 25 millones en opciones de venta). Las principales características de estas opciones, que se valoran a valor razonable con cambios en el epígrafe “*variación a valor razonable de instrumentos financieros*” de la cuenta de pérdidas y ganancias, son las siguientes:

- Opciones de compra (*call*) adquiridas sobre un volumen de 40 millones de acciones, a un precio de ejercicio promedio de 5,9 euros por acción y con vencimiento en julio de 2021. Las opciones *call* pueden ser liquidadas por entrega física o por diferencias, a decisión de Repsol. El impacto en la cuenta de resultados en el ejercicio ha ascendido a 72 millones de euros.
- Dos opciones: (i) opción *call* comprada sobre un volumen de 50 millones de acciones a un precio de ejercicio de 8,26 euros por acción y (ii) opción de venta (*put*) vendida sobre un volumen de 25 millones de acciones a un precio de ejercicio de 5,78 euros por acción (conjuntamente denominados “*Reverse collar*”). El vencimiento del instrumento se inicia el 16 de enero de 2023 y finaliza el 17 de febrero de 2023 a razón de 2 millones de acciones al día para el tramo *call* y 1 millón de acciones al día para el tramo *put*. El tramo *call* puede liquidarse por entrega física o por diferencias, a decisión de Repsol y el tramo *put* es únicamente liquidable por diferencias. El impacto en la cuenta de pérdidas y ganancias en el ejercicio ha ascendido a -2 millones de euros.

(10) Riesgos financieros

Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros: de mercado, de liquidez y de crédito. 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 acuerdo a distintos niveles de autorización y 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 podría verse afectado el resultado y el patrimonio (en los epígrafes que constituyen los “*Otro resultado global*”) como consecuencia de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al cierre del ejercicio.

a) 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 americano la divisa que genera mayor exposición. El tipo de cambio respecto del euro a 31 de diciembre de 2020 y 2019 ha sido:

	31 diciembre 2020		31 diciembre 2019	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,23	1,14	1,12	1,12

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, por apreciaciones o depreciaciones del euro frente al dólar, se detalla a continuación:

	Cambio en el tipo de cambio (Apreciación / Depreciación)	Millones de euros	
		2020	2019
	5%	2	6
Efecto en el resultado después de impuestos	(5)%	(2)	(6)
	5%	183	89
Efecto en el Patrimonio Neto	(5)%	(166)	(81)

b) 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.

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 2020 y 2019 la deuda neta a tipo fijo ascendía a 7.359 y 6.423 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 116% y 84%, respectivamente, de la deuda financiera neta total incluyendo los instrumentos financieros derivados de tipo de interés.

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 la variación de los tipos de interés, es la que se detalla en el cuadro a continuación:

	el tipo de interés (puntos básicos) Incremento (+) / descenso (-) en	Millones de euros	
		2020	2019
	50 p.b.	3	5
Efecto en el resultado después de impuestos	-50 p.b.	(3)	(5)
	50 p.b.	13	11
Efecto en el Patrimonio Neto	-50 p.b.	(14)	(12)

En relación con el proceso de transición a nuevos tipos de interés de referencia actualmente en curso en diferentes jurisdicciones a nivel mundial, el Grupo ha realizado una revisión de los de contratos alcanzados de acuerdo al calendario previsto para la reforma. Los principales contratos identificados, en los que los tipos de interés interbancarios son una referencia clave, tienen naturaleza financiera, siendo principalmente préstamos y líneas de crédito.

Respecto a las relaciones de cobertura referenciadas al LIBOR/EURIBOR, de acuerdo a la "*Reforma de la tasa de interés de referencia - Modificaciones a la NIIF 9 y NIC 39*" aplicada anticipadamente en 2019, se considera que los flujos de efectivo del instrumento de cobertura y el elemento cubierto no se alterarán como resultado de dicha reforma.

Adicionalmente, el Grupo está dando seguimiento a las novedades regulatorias y de mercado de cara a una transición ordenada. En este sentido, se ha empezado a incorporar en los nuevos contratos la referencia a tasas sustitutivas libres de riesgo (*risk free rates*) y cláusulas específicas que regulan los supuestos de cese permanente en los nuevos contratos y en relación a los contratos existentes, que continuarán vigentes después de la reforma, se están revisando los mecanismos de determinación de tipos sustitutivos y alternativas de mercado (i.e. ISDA 2020 IBOR, *Fallbacks Protocol*) para solventar los supuestos de cese permanente.

c) 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.

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 2020 un aumento o disminución del 10% en los precios de los *commodities* hubiera supuesto aproximadamente las siguientes variaciones en el resultado neto y en el patrimonio por los cambios de valor sobre los derivados financieros.

	Aumento (+) / disminución (-) en los precios de <i>commodities</i>	Millones de euros	
		2020	2019
	+10%	(40)	2
Efecto en el resultado después de impuestos	(10)%	40	(2)
	+10%	9	13
Efecto en el Patrimonio Neto	(10)%	(9)	(13)

NOTA: En un entorno de elevada volatilidad, como el ocurrido en el segundo trimestre de 2020 como consecuencia de COVID-19, una variación del +/-50% en los precios de los *commodities* supondría un impacto estimado de -198 y 198 millones de euros, respectivamente en el resultado neto y de 47 y -47 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.

10.2) Riesgo de liquidez ¹⁷

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 2020 recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos¹⁸ y líneas de crédito no dispuestas suficientes para cubrir en 2,8 veces los vencimientos de su deuda a corto plazo.

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.

El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 3.425 y 1.808 millones de euros a 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente. La liquidez al fin del periodo se ha situado en 8.926 millones de euros (incluyendo líneas de crédito comprometidas no dispuestas).

En la siguiente tabla se detallan los vencimientos de los pasivos de naturaleza financiera existentes a 31 de diciembre de 2020 y 2019:

	Vencimientos (Millones de euros)							Vencimientos (Millones de euros)						
	2020							2019						
	2021	2022	2023	2024	2025	Sig.	Total	2020	2021	2022	2023	2024	Sig.	Total
Bonos y obligaciones ⁽¹⁾	2.525	622	120	970	868	6.045	11.149	3.815	1.123	587	86	86	5.333	11.030
Préstamos, deudas con entidades de crédito y otros ⁽¹⁾	872	639	110	2.914	193	331	5.059	2.383	198	246	80	3.041	585	6.533
Cuotas por arrendamiento	524	446	416	365	333	2.039	4.123	549	485	454	415	390	2.448	4.742
Derivados ⁽²⁾	(64)	—	24	—	—	—	(40)	(39)	—	—	—	—	—	(39)
Proveedores	2.471	—	—	—	—	—	2.471	3.638	—	—	—	—	—	3.638
Otros acreedores	3.356	—	—	—	—	—	3.356	3.854	—	—	—	—	—	3.854

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 o dividendos futuros 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.

¹⁷ Para información sobre las definiciones de los ratios de Liquidez y Solvencia y sus conciliaciones con las Medidas Alternativas de Rendimiento, véase el Anexo I del Informe de Gestión consolidado.

¹⁸ Incluye depósitos a plazo con disponibilidad inmediata registrados en el epígrafe "Depósitos a plazo" por importe de 1.181 millones de euros.

10.3) Riesgo de crédito¹⁹

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:

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

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 teniendo en cuenta el devengo de intereses.

⁽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 crediticias. 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 crédito con las previsiones económicas en los principales países donde opera, sin que se haya tenido un impacto significativo en los estados financieros del Grupo derivado del cambio de comportamiento de pago de sus deudores.

En relación con el riesgo de crédito sobre los instrumentos financieros 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 2020 para cada uno de ellos, se desglosa a continuación:

	Saldo Bruto	Deterioro promedio	Deterioro	Saldo Neto 31/12/2020	Saldo Neto 31/12/2019
Activos financieros corrientes y Efectivo ⁽¹⁾	5.905	—	—	5.905	5.779
Activos financieros no corrientes ⁽²⁾	3.298	64 %	(2.127) ⁽³⁾	1.171	1.496
Otros activos corrientes y no corrientes ⁽⁴⁾	1.765	38 %	(669) ⁽⁴⁾	1.096	1.510
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar ⁽⁵⁾	4.266	5 %	(210)	4.056	5.911

⁽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⁾ Este epígrafe se presenta en el balance de situación neto de la provisión por el valor negativo del patrimonio neto de Cardón IV (ver Nota 15).

⁽³⁾ Incluye activos deteriorados en Fase III (ver apartado siguiente "Pérdida Esperada"). Los deterioros existentes a 31 de diciembre de 2020 corresponden principalmente a situaciones pendientes de litigios y procesos concursales (1.600 millones de euros) y a préstamos y líneas de crédito otorgadas a los negocios conjuntos de Venezuela (482 millones de euros).

⁽⁴⁾ Incluye principalmente activos deteriorados en Fase III correspondientes fundamentalmente a cuentas a cobrar vinculadas con la actividad en Venezuela (ver Notas 19.5 y 20.3).

⁽⁵⁾ Ver apartado siguiente "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar".

¹⁹ 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". 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.

Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

Las deudas comerciales se reflejan en el balance de situación a 31 de diciembre de 2020 y 2019 netos de deterioro por importe de 4.056 y 5.911 millones de euros, respectivamente. En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda comercial neta de provisiones por deterioro (incluye pérdida esperada):

	Millones de euros				
	2020		2019		
Vencimientos	Deuda	Deterioro	Saldo	Saldo	
Deuda no vencida	3.970	81	3.889	5.536	
Deuda vencida 0-30 días	103	3	100	235	
Deuda vencida 31-180 días	28	3	25	79	
Deuda vencida mayor a 180 días	141	99	42	61	
TOTAL	4.242	186	4.056	5.911	

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 1,7%.

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 3.264 millones de euros a 31 de diciembre de 2020 y de 3.206 millones de euros en 2019. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 ascienden a 821 y 908 millones de euros, respectivamente.

ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES

(11) Inmovilizado intangible

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2020 y 2019 son los siguientes:

	Millones de euros								Total
	Upstream				Industrial y Comercial y Renovables			Corporación	
	Fondo de comercio	Permisos de exploración	Aplicaciones Informáticas	Otro inmov.	Derechos vinculación de EE.S y otros derechos ⁽⁴⁾	Aplicaciones Informáticas	Concesiones y otros ⁽⁶⁾	Aplicaciones informáticas y otros	
COSTE BRUTO									
Saldo a 1 enero 2019	3.203	2.420	198	83	244	365	446	333	7.292
Inversiones ⁽¹⁾	17	217	15	5	59	86	213	24	636
Retiros o bajas	—	(67)	—	—	(9)	(2)	(14)	(29)	(121)
Diferencias de conversión	53	42	4	2	2	1	—	—	104
Variación del perímetro de consolidación	(7)	—	—	—	—	—	25	—	18
Reclasificaciones y otros movimientos	(69)	73	1	1	10	11	90	—	117
Saldo a 31 diciembre 2019	3.197	2.685	218	91	306	461	760	328	8.046
Inversiones ⁽¹⁾	—	82	14	8	30	57	87	31	309
Retiros o bajas	—	(564)	(2)	(1)	(22)	(9)	—	(11)	(609)
Diferencias de conversión	(192)	(193)	(19)	(7)	(9)	(7)	(2)	—	(429)
Variación del perímetro de consolidación	4	(3)	—	—	—	2	38	—	41
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽⁵⁾	3	16	4	(2)	10	41	(384)	4	(308)
Saldo a 31 diciembre 2020	3.012	2.023	215	89	315	545	499	352	7.050
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS									
Saldo a 1 enero 2019	(192)	(1.308)	(121)	(73)	(168)	(189)	(169)	(261)	(2.481)
Amortizaciones	—	(48)	(20)	—	(25)	(37)	(23)	(25)	(178)
Retiros o bajas	—	67	—	—	9	2	12	30	120
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽²⁾	(868)	(296)	—	—	—	—	(9)	(3)	(1.176)
Diferencias de conversión	—	(22)	(2)	(1)	(1)	(1)	—	—	(27)
Variación del perímetro de consolidación	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Reclasificaciones y otros movimientos	34	121	—	1	9	—	1	—	166
Saldo a 31/12/2019 ⁽³⁾	(1.026)	(1.486)	(143)	(73)	(176)	(225)	(188)	(259)	(3.576)
Amortizaciones	—	(56)	(21)	—	(26)	(48)	(30)	(27)	(208)
Retiros o bajas	—	564	2	—	13	9	—	10	598
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽²⁾	(667)	(101)	—	—	—	—	(1)	—	(769)
Diferencias de conversión	97	89	13	7	2	3	1	—	212
Variación del perímetro de consolidación	—	2	—	—	—	(1)	—	—	1
Reclasificaciones y otros movimientos	6	32	2	(8)	5	—	15	(7)	45
Saldo a 31 de diciembre de 2020	(1.590)	(956)	(147)	(74)	(182)	(262)	(203)	(283)	(3.697)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2019	2.171	1.199	75	18	130	236	572	69	4.470
Saldo neto a 31 de diciembre de 2020	1.422	1.067	68	15	133	283	296	69	3.353

⁽¹⁾ Las inversiones en 2020 y 2019 proceden de la adquisición directa de activos. Las inversiones en "Permisos de exploración" corresponden principalmente a la adquisición de dominio minero y costes de geología y geofísica por importe de 82 y 199 millones de euros en 2020 y 2019, respectivamente.

⁽²⁾ Ver Nota 20.

⁽³⁾ A 31 de diciembre de 2020 y 2019 el importe de las provisiones por deterioro asciende a 1.916 y 1.673 millones de euros, respectivamente, correspondiendo fundamentalmente al deterioro del "Fondo de comercio" (1.590 y 1.026 millones de euros en 2020 y 2019, respectivamente).

⁽⁴⁾ Incluye los derechos para la vinculación de estaciones de servicio. A 31 de diciembre de 2020 los costes activados de la obtención de contratos ascienden a 120 millones de euros.

⁽⁵⁾ En 2020 la línea "Reclasificaciones y otros movimientos" incluye principalmente la reclasificación de los derechos de emisión de CO₂ al epígrafe de existencias (ver Nota 16).

⁽⁶⁾ Incluye la cartera de clientes del negocio de comercialización de Electricidad y Gas.

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

Fondo de comercio

El detalle por segmento y sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

Fondo de comercio	Millones de euros	
	2020	2019
Upstream:		
Repsol Oil & Gas Canada, Inc. (ROGCI)	958	1.640
Otras compañías	25	106
Comercial y renovables ⁽¹⁾:		
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	106	106
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	104	103
Repsol Electricidad y Gas, S.A.	49	49
Otras compañías ⁽¹⁾	26	13
TOTAL ⁽²⁾	1.422	2.171

⁽¹⁾ Corresponde a un total de 8 UGE siendo el importe individualmente más significativo no superior al 11% del total del Grupo. Del total, 438 y 424 millones de euros en 2020 y 2019 corresponden a sociedades cuya actividad principal se desarrolla en Europa. Para más información sobre el cálculo del valor recuperable, véase la Nota 20.

⁽²⁾ Incluye pérdidas de valor acumuladas por importe de 1.590 y 1.026 millones de euros en 2020 y 2019 respectivamente.

El fondo de comercio que surgió de la adquisición de ROGCI, asignado a efectos de evaluar su recuperabilidad al segmento *Upstream*, se justifica, entre otros motivos, por las sinergias derivadas de la adquisición como consecuencia de ahorros en funciones corporativas y en funciones soporte que benefician al segmento en su conjunto y que no se pudieron asignar a activos específicos con criterios que no fueran arbitrarios.

Una vez se han ido materializado estas sinergias y tras la disminución del valor recuperable de los activos del segmento *Upstream* (ver Nota 20) se ha reconocido un deterioro de dicho fondo de comercio de -594 millones de euros. Los cambios desfavorables que pudieran producirse en las hipótesis clave que determinan el valor recuperable de los activos del segmento, principalmente, el descenso de los precios de los hidrocarburos y en la producción, así como los aumentos en la tasa de descuento, supondrían deterioros adicionales del fondo de comercio de ROGCI. En la Nota 20.2 se incorpora información adicional del efecto de los cambios de las hipótesis clave tienen sobre el valor de los activos y del fondo de comercio del segmento.

(12) Inmovilizado material

La composición y el movimiento del epígrafe "Inmovilizado material" y de su correspondiente amortización y pérdidas de valor acumuladas a 31 de diciembre de 2020 y 2019 es la siguiente:

	Millones de euros									
	Upstream			Industrial y Comercial y Renovables				Corporación		Total
	Inversión zonas con reservas	Inversiones en exploración	Otro inmov.	Terrenos, edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Otro inmov.	Inmovilizado en curso ⁵⁾	Terrenos, construcciones y otros		
COSTE BRUTO										
Saldo a 1 enero 2019	24.827	3.620	838	2.424	21.080	1.453	838	1.079	56.159	
Inversiones	1.601	184	160	30	149	169	848	19	3.160	
Retiros o bajas	(103)	(151)	(16)	(25)	(122)	(19)	(3)	(33)	(472)	
Diferencias de conversión	479	67	17	11	62	8	3	—	647	
Variación del perímetro de consolidación	—	(3)	—	9	7	—	9	—	22	
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽¹⁾	(1.541)	(582)	(97)	66	695	68	(794)	—	(2.185)	
Saldo a 31 diciembre 2019	25.263	3.135	902	2.515	21.871	1.679	901	1.065	57.331	
Inversiones	467	121	146	—	7	6	986	17	1.750	
Retiros o bajas	(8)	(643)	(39)	(14)	(141)	(32)	(4)	(27)	(908)	
Diferencias de conversión	(2.126)	(181)	(82)	(55)	(274)	(54)	(5)	—	(2.777)	
Variación del perímetro de consolidación	—	(390)	—	—	—	—	—	—	(390)	
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽¹⁾	49	25	9	76	942	78	(858)	2	323	
Saldo a 31 diciembre 2020	23.645	2.067	936	2.522	22.405	1.677	1.020	1.057	55.329	
AMORTIZACIÓN Y PERDIDAS DE VALOR ACUMULADAS⁽³⁾										
Saldo a 1 enero 2019	(10.943)	(2.578)	(315)	(1.239)	(13.127)	(590)	—	(497)	(29.289)	
Amortizaciones ⁽²⁾	(1.161)	(54)	(60)	(58)	(793)	(89)	—	(41)	(2.256)	
Retiros o bajas	2	151	6	18	109	16	—	33	335	
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽³⁾	(3.887)	(392)	(9)	(3)	284	(9)	—	—	(4.016)	
Diferencias de conversión	(196)	(45)	(7)	(8)	(46)	4	—	—	(298)	
Variación del perímetro de consolidación	—	3	—	—	—	—	—	—	3	
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽¹⁾	1.220	409	3	(22)	(270)	(5)	—	—	1.335	
Saldo a 31/12/2019⁽⁴⁾	(14.965)	(2.506)	(382)	(1.312)	(13.843)	(673)	—	(505)	(34.186)	
Amortizaciones ⁽²⁾	(877)	(20)	(44)	(60)	(845)	(112)	—	(41)	(1.999)	
Retiros o bajas	7	643	28	12	125	29	—	22	866	
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽³⁾	(1.350)	(13)	(5)	—	152	(18)	—	(2)	(1.236)	
Diferencias de conversión	1.404	119	32	42	172	19	—	—	1.788	
Variación del perímetro de consolidación	—	390	—	—	—	—	—	—	390	
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽¹⁾	7	(13)	5	(4)	315	(334)	—	(1)	(25)	
Saldo a 31/12/2020⁽⁴⁾	(12.774)	(1.400)	(356)	(1.322)	(13.924)	(1.089)	—	(527)	(34.402)	
Saldo neto a 31 de diciembre de 2019	10.298	629	520	1.203	8.028	1.006	901	560	23.145	
Saldo neto a 31 de diciembre de 2020	7.871	667	570	1.200	8.481	588	1.020	530	20.927	

⁽²⁾ En 2020 y 2019 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. En 2019 en "Inversiones en zonas con reservas" incluye la reclasificación

por el registro final en relación con la participación previa a la adquisición del 63% en el activo de Eagle Ford, en "Inversiones en exploración" la reclasificación al epígrafe "Otros activos no corrientes" de los activos de Upstream en Vietnam (ver Nota 14) y en "Maquinaria e instalaciones" incluye

la reclasificación de la reversión neta del deterioro del negocio de Gas & Trading en Norteamérica al epígrafe de "Contratos onerosos" (ver Nota 15)

⁽³⁾ En relación a la valoración y vida útil de los elementos del inmovilizado material ver tabla más abajo en este apartado.

⁽⁴⁾ Ver Nota 20.

⁽⁵⁾ A 31 de diciembre de 2020 y 2019 el importe de las provisiones por deterioro de activos ascendía a 6.679 y 7.553 millones de euros, respectivamente, correspondiendo fundamentalmente al deterioro de "Inversión en zonas con reservas" (5.186 y 5.245 millones de euros en 2020 y 2019, respectivamente) y "Maquinaria e instalaciones" (836 y 1.386 millones de euros en 2020 y 2019, respectivamente).

⁽⁶⁾ Incluye en 2020 y 2019 el inmovilizado en curso que corresponde a las inversiones en los complejos industriales de los negocios de Refino y Química, fundamentalmente en España, y en menor medida, en Perú y Portugal.

Las principales inversiones del Grupo por área geográfica se detallan en el apartado 6.1 del Informe de Gestión 2020 que se presenta siguiendo el modelo de reporting del Grupo.

El epígrafe "Inmovilizado Material" incluye inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 247 y 243 millones de euros a 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2021 y 2066.

Con carácter general, los elementos del inmovilizado se amortizan linealmente en función de su vida útil estimada. A continuación se detalla la vida útil estimada de los principales activos:

Vida útil estimada	Años
Edificios y otras construcciones	20-50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje	8-25
Instalaciones complejas especializadas (complejos industriales Refino y Química):	
- Unidades	8-25
- Tanques de almacenamiento	20-40
- Líneas y redes	12-25
Instalaciones complejas especializadas (electricidad y gas):	
- Plantas de generación eléctrica	18-40
- Infraestructura y distribución de gas y electricidad	12-40
Elementos de transporte	5-20
Otro inmovilizado Material:	
- Mobiliario y enseres	9-15

En relación a los derechos para la vinculación de estaciones de servicio (EE.S), su titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan, amortizándose linealmente en el plazo de cada contrato (entre 25 y 30 años).

En referencia a la vida útil de los elementos del inmovilizado vinculado a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos ver Nota 3.7.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, a 584 y 1.284 millones de euros a 31 de diciembre de 2020, respectivamente, y 586 y 1.054 millones de euros a 31 de diciembre de 2019, respectivamente.

El epígrafe "Inmovilizado material" incluye elementos totalmente amortizados por importe de 9.497 y 9.536 millones de euros a 31 de diciembre de 2020 y 2019 respectivamente.

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.

A continuación, se muestra la composición y movimiento de los activos por derecho de uso:

Millones de euros	Maquinaria e instalaciones	Elementos de transporte	Edificios	Terrenos	Otros	Total
Saldo a 1 de enero de 2019	1.448	144	111	184	20	1.907
Altas	147	159	38	9	1	354
Retiros o bajas	(1)	—	(11)	(1)	(6)	(19)
Amortizaciones	(167)	(48)	(26)	(18)	(10)	(269)
Diferencias de conversión y otros	62	1	(2)	11	(4)	68
Saldo a 31 de diciembre de 2019	1.489	256	110	185	1	2.041
Altas	197	36	41	27	193	494
Retiros o bajas	(12)	(2)	—	(1)	—	(15)
Amortizaciones	(41)	(70)	(28)	(17)	(25)	(181)
Diferencias de conversión y otros	(152)	(12)	(7)	(13)	(12)	(196)
Saldo a 31 de diciembre de 2020	1.481	208	116	181	157	2.143

Los contratos de arrendamiento más relevantes son los siguientes:

- Contrato con Emera Brunswick Pipeline Company, Ltd. un contrato para el transporte de gas natural a través de un gasoducto que une la planta de Canaport con la frontera norteamericana 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 2020 los derechos de uso por este contrato se encuentran totalmente provisionados y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero ascienden a 421 millones de dólares (343 millones de euros).
- Contrato con Maritimes & North East Pipeline para el transporte por gasoducto del gas natural procedente de Canadá desde la frontera con Canadá hasta Dracut (EE.UU.) 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 2020 el importe

correspondiente de los derechos de uso asciende a 460 millones de euros²⁰ y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero a 931 millones de dólares (759 millones de euros).

- Por las EE.S que el Grupo tiene en España, Portugal, Italia, Perú y México se firman contratos de arrendamiento por varios conceptos y duración variable. A 31 de diciembre de 2020 el importe correspondiente de los derechos de uso asciende a 985 millones de euros y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero a 976 millones de euros.

(13) Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación

El movimiento habido en este epígrafe durante 2020 y 2019 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2020	2019
Saldo al inicio del ejercicio	7.237	7.194
Impactos de nuevas normas	—	(50)
Saldo inicial ajustado	7.237	7.144
Inversiones netas	10	(7)
Variaciones del perímetro de consolidación	54	56
Resultado inversiones contabilizadas por el método de la participación ⁽¹⁾	(609)	351
Dividendos repartidos	(202)	(426)
Diferencias de conversión	(473)	145
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	(120)	(26)
Saldo al cierre del ejercicio	5.897	7.237

⁽¹⁾ Correspondiente a los resultados del periodo de operaciones continuadas. No incluye el “Otro resultado integral” por importe de -484 millones de euros en 2020 (-472 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos) y de 142 millones de euros en 2019 (139 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos), derivadas fundamentalmente de diferencias de conversión.

⁽²⁾ Incluye principalmente la reclasificación del valor negativo del patrimonio de Petroquiriquire y Cardón (ver apartado más adelante “Valor de la participación de negocios conjuntos”).

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

	Millones de euros	
	Valor contable de la inversión ⁽²⁾	
	2020	2019
Negocios conjuntos	5.757	7.126
Entidades asociadas ⁽¹⁾	140	111
TOTAL	5.897	7.237

⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente la participación en Repsol Ibereólica Renovables Chile SpA y en Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ltd.

⁽²⁾ En 2020, corresponden a *Upstream* 5.448 millones de euros (6.780 millones de euros en 2019).

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 (RSB)

Repsol tiene una participación del 60% en Repsol Sinopec Brasil, S.A. y en Repsol Sinopec Brasil B.V (a través de Repsol Exploración 17, B.V. y Repsol Exploração Brasil, Ltda., respectivamente, ambas participadas al 100% por Repsol, S.A.), que se han incluido conjuntamente en la tablas más abajo como RSB. El 40% restante de dichas sociedades corresponde a Tiptop Luxembourg, S.A.R.L.

Las principales actividades de esta sociedad son la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos. Sus operaciones se realizan fundamentalmente en Brasil.

En relación a los préstamos concedidos por RSB al Grupo Repsol, véase Nota 7.3. En relación a las garantías otorgadas por el Grupo a favor de RSB, véase la Nota 25.

YPFB Andina, S.A.

Repsol tiene una participación del 48,33% en el capital de YPFB Andina, S.A. a través de Repsol Bolivia, S.A., siendo el resto de los socios YPF Bolivia (51%) y accionistas minoritarios (0,67%). Las principales actividades de esta sociedad son la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos. Sus operaciones se realizan fundamentalmente en Bolivia.

²⁰ Contrato provisionado por importe de 88 millones de euros.

BPRY Caribbean Ventures, LLC. (BPRY)

Repsol participa en BPRY Caribbean Ventures, LLC. 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. Las principales actividades de esta sociedad y sus filiales son la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos y cualquier otra actividad relacionada en Trinidad y Tobago.

Petroquiriquire, S.A.

Repsol participa con un 40% en Petroquiriquire, S.A. a través de Repsol Exploración, S.A. Petroquiriquire es una empresa mixta, y por tanto está participada por la Corporación Venezolana de Petróleo, S.A. (CPV) 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 a los riesgos y exposición patrimonial del Grupo en Venezuela, véase la Nota 20.3.

Cardón IV, S.A.

Repsol participa con un 50% en Cardón IV, S.A. 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 la producción y venta de gas en Venezuela. En relación a los riesgos y exposición patrimonial del Grupo en Venezuela, véase la Nota 20.3.

Repsol Sinopec Resources UK Ltd. (RSRUK)

Compañía participada por Talisman Colombia Holdco, Ltd, filial del Grupo Repsol, y por Addax Petroleum UK Limited (Addax), filial del grupo Sinopec, al 51% y 49% respectivamente. Sus principales actividades son la exploración y explotación de hidrocarburos en el Mar del Norte. En relación con el proceso de arbitraje por la compra de Addax del 49% de las acciones de RSRUK, véase Nota 15.

Equion Energía Ltd.

Compañía participada al 51% y 49% por Ecopetrol, S.A. y Talisman Colombia Holdco, Ltd, respectivamente. Equion realizaba, principalmente, actividades de exploración, investigación, explotación, desarrollo y comercialización de hidrocarburos y productos derivados en Colombia. Esta compañía está actualmente en proceso de liquidación y por tanto sin actividad relevante en 2020.

A continuación se presenta información financiera resumida de las inversiones identificadas anteriormente, preparada de acuerdo con principios contables NIIF-UE, tal y como se indica en la Nota 3, y su reconciliación con el valor contable de la inversión en los estados financieros consolidados:

Resultados de negocios conjuntos:

<i>Millones de euros</i>	RSB		YPFB Andina		BPRY		Petroquiriquire		Cardón IV		RSRUK		Equion
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2019
Ingresos ordinarios	810	1.339	165	213	768	1.794	78	244	589	538	646	1.156	337
Amortización y provisiones por deterioro ⁽¹⁾	(361)	(413)	(138)	(85)	(2.060)	(1.890)	78	(77)	(193)	(46)	(876)	(401)	(130)
Otros ingresos/(gastos) de explotación	(251)	(466)	(108)	(90)	(591)	(932)	(26)	(60)	(146)	(144)	(428)	(276)	(79)
Rdo de explotación	198	460	(81)	38	(1.883)	(1.028)	130	107	250	348	(658)	479	128
Intereses netos													
Resto de partidas del Rdo financiero	128	168	4	10	(73)	(95)	(40)	(51)	(106)	(146)	18	23	13
Rdo. inversiones método participación neto de impuestos	(30)	(62)	(8)	(7)	(29)	(26)	1	3	3	(7)	(68)	(94)	(30)
Rdo antes de impuestos	6	23	14	14	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Gasto por impuesto													
Rdo del periodo atribuido a la sociedad dominante	302	589	(71)	55	(1.985)	(1.149)	91	59	147	195	(708)	408	111
Participación de Repsol	60 %	60 %	48 %	43 %	30 %	30 %	40 %	40 %	50 %	50 %	51 %	51 %	49 %
Rdo por integración	37	258	(27)	21	(446)	(138)	(42)	(11)	166	44	(243)	139	32
Dividendos	34	274	41	44	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Otro resultado integral⁽²⁾	(373)	87	(35)	10	1	13	38	(8)	27	(10)	(57)	17	5

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

⁽¹⁾ Incluye los deterioros de activos en BPRY, Petroquiriquire, Cardón IV y RSRUK y por riesgo de crédito, principalmente, en Cardón IV y PQQ (ver Nota 20).

⁽²⁾ Corresponde a los "Ganancias/(pérdidas) por valoración" y las "Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias" del Estado de ingresos y gastos reconocidos.

Valor contable de la participación en negocios conjuntos:

Millones de euros	RSB		YPFB Andina		BPRY		Petroquiriquire		Cardón IV		RSRUK		Equion
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2019
Activos													
Activos no corrientes	8.366	9.434	699	894	3.191	7.067	106	215	739	1.033	2.921	3.278	36
Activos corrientes	476	1.316	280	435	427	582	345	547	389	309	1.093	1.556	690
Efectivo y equivalentes de efectivo	132	27	41	94	89	74	12	13	3	12	71	8	51
Otros activos corrientes ⁽¹⁾	344	1.289	239	341	338	508	333	534	386	297	1.022	1.548	639
Total Activos	8.842	10.750	979	1.329	3.618	7.649	451	762	1.128	1.342	4.014	4.834	726
Pasivos													
Pasivos no corrientes	1.780	2.056	210	234	2.420	5.481	736	898	1.113	1.605	2.730	2.875	20
Pasivos financieros	997	933	—	—	1.117	1.656	652	740	826	1.203	58	143	—
Otros pasivos no corrientes	783	1.123	210	234	1.303	3.825	84	158	287	402	2.672	2.732	20
Pasivos corrientes	396	1.432	55	168	895	382	772	913	523	629	159	248	95
Pasivos financieros	126	141	—	—	587	—	11	—	7	—	32	—	—
Otros pasivos corrientes ⁽¹⁾	270	1.291	55	168	308	382	761	913	516	629	127	248	95
Total Pasivos	2.176	3.488	265	402	3.315	5.863	1.508	1.811	1.636	2.234	2.889	3.123	115
ACTIVOS NETOS	6.666	7.262	714	927	303	1.786	(1.057)	(1.049)	(508)	(892)	1.125	1.711	611
Participación de Repsol	60 %	60 %	48 %	48 %	30 %	30 %	40 %	40 %	50 %	50 %	51 %	51 %	49 %
Participación en los activos netos ⁽²⁾	4.000	4.357	343	445	91	536	(423)	(420)	(254)	(446)	574	873	299
Plusvalía / (Minusvalía)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Valor contable de la inversión	4.000	4.357	343	445	91	536	—	—	—	—	574	873	299

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

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

⁽²⁾ Petroquiriquire: en 2020 y 2019 se ha registrado una provisión para riesgos y gastos cuyo importe a 31 de diciembre asciende a 423 y 420 millones de euros, respectivamente, correspondiente al valor negativo del Patrimonio Neto de Petroquiriquire (Ver Nota 15).

Cardón IV: el valor de la inversión se iguala a cero minorando el valor contable del préstamo otorgado a Cardón IV (cuyo saldo, neto de deterioro, a 31 de diciembre de 2020 y 2019 asciende a 255 y 371 millones de euros, respectivamente y que se considera como inversión neta, véase Nota 8.1). Adicionalmente en 2019 se registró una provisión para riesgos y gastos por el valor restante del Patrimonio Neto negativo por importe de 75 millones de euros.

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

(14) Otros activos no corrientes

Este epígrafe incluye principalmente, en 2020 y 2019 cuentas a cobrar a PDVSA en Venezuela (ver Notas 20.3) por 293 millones de euros (347 millones de euros en 2019) y los depósitos asociados al desmantelamiento de activos de *Upstream* ("sinking funds") por importe de 154 millones de euros (157 millones de euros en 2019), principalmente en Malasia e Indonesia, y adicionalmente en 2019, el valor contable de los activos cuya actividad fue suspendida en Vietnam.

Tras el acuerdo con *PetroVietnam* para transmitir sus participaciones del 51,75% en el Bloque 07/03 y del 40% en los Bloques 135 & 136/03 y el cobro de la correspondiente contraprestación (ver Nota 24), se ha dado de baja el valor contable de estos activos.

(15) Provisiones corrientes y no corrientes

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 de producción de hidrocarburos, 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, el riesgo país 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 2,7%.

Las provisiones por desmantelamiento asociadas con refinerías e instalaciones petroquímicas generalmente no se reconocen, ya que las obligaciones potenciales no se pueden medir, dadas sus fechas de liquidación indeterminadas. El grupo realiza revisiones periódicas de sus refinerías y activos petroquímicos de larga duración para detectar cambios en los hechos y circunstancias que pudieran requerir el reconocimiento de una provisión por desmantelamiento.

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.

15.1) Provisiones

El saldo a 31 de diciembre de 2020 y 2019, así como los movimientos que se han producido en estos epígrafes durante los ejercicios 2020 y 2019, han sido los siguientes:

	Millones de euros				
	Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes				
	Desmantelamiento de campos ⁽³⁾	Contratos onerosos	Judiciales	Otras provisiones ⁽⁴⁾	Total
Saldo a 31 diciembre 2018	1.962	731	105	1.133	3.931
Impactos de nuevas normas	—	(116)	—	—	(116)
Saldo a 1 enero 2019	1.962	615	105	1.133	3.815
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	94	105	861	416	1.476
Aplicaciones con abono a resultados	(85)	(12)	(16)	(17)	(130)
Cancelación por pago	(99)	(51)	—	(86)	(236)
Variaciones del perímetro de consolidación	(4)	—	12	(1)	7
Diferencias de conversión	30	17	2	1	50
Reclasificaciones y otros ⁽²⁾	(28)	(254)	(16)	93	(205)
Saldo a 31 diciembre 2019	1.894	420	948	1.839	4.799
Aplicaciones con abono a resultados	(22)	(33)	(5)	(21)	(81)
Cancelación por pago	(54)	(47)	(11)	(86)	(198)
Variaciones del perímetro de consolidación	(2)	—	—	(28)	(30)
Diferencias de conversión	(144)	(30)	(79)	(22)	(275)
Reclasificaciones y otros ⁽²⁾	41	—	24	(434)	(369)
Saldo a 31 diciembre 2020	1.773	330	891	1.318	4.312

⁽¹⁾ En 2020 y 2019 incluye 75 y 114 millones de euros, respectivamente, correspondientes a la actualización financiera de provisiones y en "Otras provisiones" la dotación correspondiente al consumo de derechos de CO₂ (ver Nota 29) por 281 y 325 millones de euros, respectivamente. En 2019, "Judiciales" incluye la provisión correspondiente al arbitraje iniciado por Addax Petroleum UK Limited en relación con la compra de Talisman Energy UK Limited (ver apartado 2 de esta Nota).

⁽²⁾ En 2020 y 2019 "Otras provisiones" incluye fundamentalmente la baja de los derechos consumidos por las emisiones de CO₂ de 2019 por importe de 320 millones de euros (ver Nota 29) y la actualización de valor negativo de las inversiones en Petroquiriquire y Cardón IV (ver Nota 13). En 2019 "Contratos onerosos" incluye la reclasificación de la provisión por onerosidad del negocio de Mayorista y Trading de Gas en Norteamérica a "Maquinaria e instalaciones" (ver Notas 12 y 20).

⁽³⁾ En 2020, una variación en la tasa de descuento de un +/- 50 p.b. supondría una disminución/aumento en las provisiones por desmantelamiento de (101) y 114 millones de euros.

⁽⁴⁾ El epígrafe de "Otras provisiones" incluye fundamentalmente las provisiones constituidas para hacer frente saneamientos y remediaciones medioambientales (ver Nota 29), compromisos por pensiones (ver Nota 27), consumos de los derechos de CO₂ (ver Nota 29) incentivos a los empleados (ver Nota 27), provisiones por riesgos fiscales no relacionados con el impuesto de beneficios (ver Nota 22), provisiones por 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 "Impuestos diferidos y otros fiscales" del balance de situación (ver Nota 23).

A continuación se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones al cierre del ejercicio 2020:

	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 de campos	104	351	1.318	1.773
Provisión por contratos onerosos	32	106	192	330
Provisión por riesgos judiciales	1	887	3	891
Otras provisiones	603	633	82	1.318
TOTAL	740	1.977	1.595	4.312

⁽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.

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 2020, el balance de Repsol incluye provisiones por litigios por un importe total de 891 millones de euros (948 millones de euros a 31 de diciembre de 2019). 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.

Reino Unido

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

El 13 de julio de 2015, Addax Petroleum UK Limited (“Addax”) y Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation (“Sinopec”) presentaron una “*Notice of Arbitration*” contra Talisman Energy Inc. (actualmente “ROGCI”) y Talisman Colombia Holdco Limited (“TCHL”) en relación con la compra del 49% de las acciones de TSEUK (actualmente “RSRUK”). El 1 de octubre siguiente ROGCI y TCHL presentaron la contestación a la “*Notice of Arbitration*”. 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 RSRUK, 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 presentaron su contestación a la demanda arbitral y pruebas correspondientes el 25 de noviembre de 2016. Addax y Sinopec presentaron un escrito de réplica con pruebas adicionales el 31 de mayo de 2017; y ROGCI y TCHL presentaron un escrito de dúplica y más pruebas adicionales el 2 de agosto de 2017. Se intercambiaron nuevos informes de expertos el 18 de octubre de 2017, el 1 de noviembre de 2017 y el 23 de mayo de 2018.

ROGCI y TCHL solicitaron al Tribunal arbitral la desestimación de las reclamaciones de Addax y Sinopec basadas en las garantías contractuales y en enero de 2017 el Tribunal decidió que deliberaría sobre esa solicitud con carácter previo a otras cuestiones. La audiencia relativa a esta solicitud tuvo lugar los días 19 y 20 de junio de 2017. El 15 de agosto de 2017 el Tribunal Arbitral emitió un 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. La audiencia oral sobre cuestiones de responsabilidad tuvo lugar entre el 29 de enero y el 22 de febrero y entre el 18 y el 29 de junio de 2018, dedicándose este último periodo principalmente a los testimonios de los expertos propuestos por las partes. La vista sobre las conclusiones orales se celebró del 9 al 11 de julio de 2018 y las conclusiones escritas se presentaron el 29 de septiembre y el 12 de octubre de 2018.

Las cinco principales cuestiones en disputa son Reservas, Producción, Abandono, Proyectos y Mantenimiento. El 29 de enero de 2020 el Tribunal arbitral emitió un laudo parcial sobre la primera de las cinco cuestiones de la fase de responsabilidad y,

aunque Repsol había considerado -apoyándose en el asesoramiento externo que se le había proporcionado-, y continúa considerando que las correspondientes reclamaciones carecen de fundamento, el Tribunal ha decidido que ROGCI y TCHL son responsables ante Sinopec y Addax con respecto a dicha cuestión.

Como se ha indicado, el Laudo parcial emitido aborda una de las cinco reclamaciones en cuanto a la responsabilidad. El Tribunal ha indicado que decidirá el resultado de las restantes a su debido tiempo, mediante ulteriores laudos, aunque actualmente se desconoce el momento en el que estos se emitirán. En principio, una vez que se hayan decidido todas ellas, será necesaria una nueva fase procedimental para determinar las cuantías, cuyo cronograma aún no se ha establecido. Es probable que este calendario deba incluir plazos para nuevos escritos de alegaciones, aportación de pruebas, adicionales declaraciones de expertos y una nueva audiencia oral. Se estima que la fase relativa a la determinación de la cuantía, sin tener en consideración eventuales impugnaciones de los laudos, no se resolverá antes del primer trimestre de 2022.

El 28 de abril de 2020, Repsol impugnó el Laudo parcial ante los tribunales de Singapur, habiendo sido transferido el caso a la *Singapore International Commercial Court (SICC)*. La vista oral se celebrará el 8, 15 y 18 de marzo de 2021 (el 19 de reserva) por lo que se estima que el recurso de anulación se resolverá durante el segundo trimestre de 2021.

Conforme a todo lo anterior, el Tribunal todavía tiene pendiente: (i) dictar uno o varios laudos en los que resuelva sobre las cuestiones de responsabilidad relativas al área de Producción, Abandono, Proyectos y Mantenimiento, y (ii) tramitar toda la segunda fase de cuantificación de daños.

Aunque no se conoce con certeza la cuantía de la eventual indemnización (en caso de haberla), dado que el litigio tiene todavía un largo recorrido y numerosas decisiones pendientes, a la vista del laudo parcial emitido, Repsol, ha estimado los impactos económicos que podrían derivarse finalmente y en su conjunto del litigio y por ello tiene reconocida una provisión de 940 millones de dólares en sus estados financieros a 31 de diciembre de 2020.

Adicionalmente, 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. Este procedimiento se fundamenta en la conducta, por parte de aquellas, frente a Repsol, durante los meses previos conducentes a la adquisición del Grupo Talisman. Actualmente, se están resolviendo cuestiones relativas a la prueba. La vista comenzará el 27 de mayo de 2021 y se estima que el laudo se dictará durante el segundo semestre de 2021. En caso de prosperar la demanda de Repsol, SINOPEC debería mantener indemne a Repsol respecto a cualquier condena que tuviera en el otro arbitraje.

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 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 al 4 de septiembre de 1986. 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 ("*Alter Ego*"). Entre junio de 2013 y agosto de 2014 los Demandados, entre otros, firmaron, sin reconocimiento de responsabilidad, distintos acuerdos con el Estado de Nueva Jersey, por los que mediante determinados pagos se obtuvo el desistimiento de las acciones del Estado de Nueva Jersey contra aquéllos. En febrero de 2015 Repsol demandó a OCC reclamándole los 65 millones de dólares que tuvo que abonar al Estado de Nueva Jersey.

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 esta 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 16 de diciembre de 2020 tuvo lugar la vista oral relativa a ambos recursos de apelación.

El 14 de junio de 2018, la Administración Concursal de Maxus 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*. En febrero de 2019 el Tribunal Federal de Quiebras rechazó los escritos presentados por Repsol en los que solicitaba que el Tribunal rechazara de inicio la *New Claim*, lo que implica que el procedimiento continúa su curso.

Repsol mantiene la opinión de que, al igual que se ha demostrado en la *Cross Claim*, las pretensiones aducidas en la *New Claim* carecen de fundamento.

El 10 de diciembre de 2019, la Administración Concursal de Maxus presentó una demanda ("*Insurance Claim*") en Texas contra Greenstone Assurance Limited (sociedad reaseguradora cautiva histórica del Grupo Maxus y, actualmente, participada al 100% por Repsol - "*Greenstone*"), reclamando que dicha entidad vendría obligada a indemnizar a Maxus por las responsabilidades derivadas de la indemnidad otorgada a OCC, y ello en virtud de supuestas pólizas de seguro emitidas por Greenstone entre 1974 y 1998. Repsol mantiene la opinión de que las pretensiones aducidas en la *Insurance Claim* carecen de fundamento. No obstante, las partes han llegado a un preacuerdo transaccional por importe de 25 millones de dólares, sujeto a la firma de un acuerdo definitivo, y el juez, con fecha 9 de febrero de 2021, ha acordado suspender todos los plazos del proceso por un periodo de 30 días.

ACTIVOS Y PASIVOS CORRIENTES

(16) Existencias

Las existencias se valoran a coste medio de ponderado. 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.

La composición del epígrafe de existencias a 31 de diciembre de 2020 y 2019 es la siguiente:

	Millones de euros	
	2020	2019
Crudo y gas natural	1.130	1.457
Productos terminados y semiterminados	1.653	2.778
Materiales y otras existencias ⁽¹⁾	596	362
TOTAL ⁽²⁾	3.379	4.597

⁽¹⁾ Incluyen derechos de CO₂ gratuitos por importe de 189 millones de euros (equivalentes a 7.747 miles de toneladas).

⁽²⁾ Incluye deterioros por valoración de las existencias por importe de 38 y 51 millones de euros a 31 de diciembre de 2020 y 2019 respectivamente. Las dotaciones y reversiones del ejercicio ascienden a (8) y 20 millones de euros respectivamente ((6) y 13 millones de euros en 2019).

A 31 de diciembre de 2020, el importe de existencias de “*commodities*” destinadas a una actividad de “*trading*” ha ascendido a 360 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 49 millones de euros. Para el cálculo del valor recuperable 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 descenso de las existencias obedece, fundamentalmente, a un menor precio medio del Brent en 2020 (41,8 \$/bbl; frente a los 64,2 \$/bbl de 2019) y, en menor medida, al menor volumen de productos destilados y almacenados en las refinerías como consecuencia de caída de la demanda por COVID-19.

El Grupo Repsol cumple a 31 de diciembre 2020 y 2019 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 2020 y 2019 es la siguiente:

	Millones de euros	
	2020	2019
Cientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	3.046	3.984
Deterioro acumulado	(210)	(200)
Cientes por ventas y prestación de servicios	2.836	3.784
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores	597	669
Deudores por operaciones con el personal	41	46
Administraciones públicas	202	281
Derivados por operaciones comerciales (Nota 9)	200	168
Otros deudores	1.040	1.164
Activos por impuesto corriente	180	963
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4.056	5.911

El entorno afectado por COVID-19 ha supuesto un descenso de la actividad, y por tanto en los saldos de cuentas a cobrar por ventas y prestación de servicios, sin que esto haya supuesto un aumento significativo del riesgo de crédito (véase Nota 10.3).

(18) Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

Repsol tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance “Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar”:

	Millones de euros	
	2020	2019
Proveedores	2.471	3.638
Acreedores y otros	2.611	2.902
Administraciones Públicas acreedoras	537	600
Instrumentos financieros derivados (Nota 9)	208	350
Otros acreedores	3.356	3.852
Pasivo por impuesto corriente	72	192
TOTAL	5.899	7.682

Información sobre el período medio de pago a proveedores en España

La información relativa al período medio de pago a proveedores en operaciones comerciales se presenta de acuerdo con lo establecido en la legislación aplicable.

	Días	
	2020	2019
Período medio de pago a proveedores ⁽¹⁾	28	24
Ratio de operaciones pagadas ⁽²⁾	28	24
Ratio de operaciones pendientes de pago ⁽³⁾	30	30
	Importe (millones de euros)	
Total pagos realizados	10.752	11.833
Total pagos pendientes	283	625

⁽¹⁾ $((\text{Ratio operaciones pagadas} * \text{importe total pagos realizados}) + (\text{Ratio operaciones pendientes de pago} * \text{importe total pagos pendientes})) / (\text{Importe total de pagos realizados} + \text{importe total pagos pendientes})$.

⁽²⁾ $\Sigma (\text{número de días de pago} * \text{importe de la operación pagada}) / \text{Importe total de pagos realizados}$.

⁽³⁾ $\Sigma (\text{Número de días pendientes de pago} * \text{importe de la operación pendiente de pago}) / \text{Importe total de pagos pendientes}$.

El periodo medio de pago a proveedores máximo legal establecido en las disposiciones transitorias de la Ley 15/2010 es de 60 días.

RESULTADOS

(19) Resultado de explotación

Repsol publica, en la misma fecha que las presentes Cuentas Anuales consolidadas, su Informe de Gestión consolidado 2020, que incluye una explicación de los resultados y otras magnitudes de desempeño.

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. A 31 de diciembre no existen obligaciones de desempeño relevantes con clientes pendientes de cumplimiento.

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.

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 asume el mismo vía la repercusión que le hace el titular del Depósito fiscal (normalmente CLH), posteriormente, Repsol lo traslada 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, de forma simétrica, como un mayor ingreso por ventas.

En *Upstream* los ingresos se generan fundamentalmente por la venta de crudos, condensados y líquidos del gas natural y gas natural, o bien por la prestación de servicios de explotación de hidrocarburos, 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 petrolíferos (gasolinas, fuelóleos, GLP, asfaltos, lubricantes,...) y petroquímicos (etilenos, propilenos, poliolefinas y productos intermedios). En *Comercial y renovables* los ingresos se generan, fundamentalmente, por la comercialización de gas (gas natural y GNL) y electricidad.

La distribución de los ingresos de las actividades ordinarias (epígrafes de “Ventas” e “Ingresos por prestación de servicios”) por segmento en 2020 y 2019 se muestran a continuación:

	2020	2019
Upstream	2.963	4.678
Industrial	25.142	38.236
Comercial y Renovables	16.315	23.770
Corporación	(11.138)	(17.356)
TOTAL	33.282	49.328

Nota: Incluye impuestos especiales que recaen sobre consumos de hidrocarburos por importe de 5.033 y 6.850 millones de euros en 2020 y 2019, respectivamente.

La reducción de los ingresos en 2020 se explica principalmente por los impactos económicos de la pandemia COVID-19 y, en particular, (i) el descenso de los precios de realización y volúmenes de producción en los activos del segmento Exploración y Producción, principalmente, EE.UU., Brasil, Noruega y Argelia, (ii) la menor actividad de los complejos industriales por la reducción de la demanda de productos petrolíferos y (iii) por el descenso de ventas en los negocios comerciales como consecuencia de la caída de la demanda por restricciones a la movilidad. Adicionalmente, en el segmento de Exploración y Producción han determinado menores ingresos las paradas de larga duración de la producción en Libia por las condiciones de seguridad.

Para más información véase el apartado 6.1 del Informe de Gestión 2020.

La distribución de los ingresos de las actividades ordinarias por país en 2020 y 2019 se muestran a continuación:

Millones de euros	2020	2019
España	17.088	26.175
Estados Unidos	1.988	3.052
Portugal	1.912	2.611
Perú	1.672	2.846
Resto	10.622	14.644
TOTAL ⁽¹⁾⁽²⁾	33.282	49.328

⁽¹⁾ La distribución por área geográfica se ha elaborado en función de los mercados a los que van destinadas las ventas o ingresos.

⁽²⁾ La distribución de los mercados de destino es: i) U.E zona euro: 22.464 millones de euros (33.879 millones de euros en 2019), ii) UE zona no euro (incluye Reino Unido, considerando que el período de transición acordado con la UE se extendió hasta el 31 de diciembre de 2020, véase la Nota 20.3): 488 millones de euros (396 millones de euros en 2019) y iii) Resto de países: 10.330 millones de euros (15.053 millones de euros en 2019) que incluyen en 2020 los generados en Reino Unido tras su abandono de la UE el 31 de enero de 2020 (ver Nota 20.3).

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

El gasto reconocido en este epígrafe se explica por la caída de precios en el periodo tanto en los productos terminados y en curso de los complejos industriales como sobre las existencias de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

19.3) Otros ingresos de explotación

Este epígrafe incluye, entre otros, los ingresos reconocidos por la valoración de instrumentos derivados comerciales (ver Nota 9) y la aplicación con abono a resultados de provisiones (ver Nota 15). Adicionalmente incluye subvenciones de explotación por importe de 18 y 19 millones de euros en 2020 y 2019 respectivamente.

19.4) Aprovisionamientos

El epígrafe "Aprovisionamientos" recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2020	2019
Compras	24.158	36.960
Variación de existencias	677	(157)
TOTAL	24.835	36.803

Los menores costes de "Aprovisionamientos" obedecen fundamentalmente a los menores precios de las materias primas y a la caída de volúmenes por la menor actividad de 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.

19.5) (Dotación) / Reversión de provisiones por deterioro

Los citados epígrafes recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2020	2019
Dotación por provisiones por deterioro de activos (Notas 10.3, 17 y 20)	(2.494)	(5.746)
Reversión de provisiones por deterioro (Nota 20)	335	424
TOTAL	(2.159)	(5.322)

19.6) Gastos de personal

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

	Millones de euros	
	2020	2019
Remuneraciones y otros	1.407	1.493
Costes de seguridad social	438	453
TOTAL	1.845	1.946

19.7) Gastos de exploración

Los gastos de exploración de hidrocarburos en 2020 y 2019 ascienden a 253 y 916 millones de euros, de los cuales 86 y 120 millones de euros se encuentran registrados en el epígrafe "Amortizaciones de inmovilizado" y 116 y 690 millones de euros en el epígrafe "(Dotación) / Reversión de provisiones por deterioro" en 2020 y 2019, respectivamente.

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

	Millones de euros	
	2020	2019
Europa	105	134
América	60	143
África	24	111
Asia	64	403
Oceanía	—	125
TOTAL	253	916

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

19.8) Beneficios / (Pérdidas) por enajenaciones de activos

En 2020 y 2019 no se han materializado enajenaciones de activos con impactos significativos en la cuenta de resultados.

19.9) Transporte y fletes y otros gastos de explotación

Los menores costes del epígrafe de "Transportes y fletes" descienden como consecuencia de los menores precios en el mercado de fletes durante 2020.

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

	Millones de euros	
	2020	2019
Gastos de operadores ⁽¹⁾	559	613
Servicios de profesionales independientes	439	537
Arrendamientos ⁽²⁾	125	170
Tributos: ⁽³⁾	325	433
Impuestos a la producción	73	154
Otros	252	279
Reparación y conservación ⁽⁴⁾	258	272
Valoración de instrumentos derivados comerciales ⁽⁵⁾	139	305
Consumo de derechos de CO ₂ ⁽⁶⁾	281	325
Otros ⁽⁷⁾	1.299	2.100
TOTAL	3.425	4.755

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, gastos por servicios de consignación en las instalaciones de Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A., servicios de envasado, almacenamiento, carga, transporte y expedición de producto.

⁽²⁾ En 2020 incluye gastos de arrendamiento de contratos a corto plazo y de escaso valor (110 millones de euros) y por cuotas variables (15 millones de euros).

⁽³⁾ Corresponden a tributos distintos a los que gravan el beneficio (ver Nota 23). Los impuestos a la producción de hidrocarburos en actividades *Upstream* han sido pagados principalmente en Libia, Argelia y Perú. Los otros impuestos reflejan principalmente los impuestos locales. Para más información sobre impuestos pagados nos remitimos al apartado 8.6 del Informe de Gestión consolidado y al Informe sobre pagos a Administraciones Públicas que publica la Compañía.

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

⁽⁵⁾ Corresponden principalmente a derivados contratados en actividades de *trading* de crudo, gas, productos petrolíferos y electricidad (ver Nota 9).

⁽⁶⁾ Ver Nota 29.1.

⁽⁷⁾ Incluye, entre otros, las dotaciones por provisiones.

La disminución de "Arrendamientos" en 2020 obedece, entre otros, a la reducción de la parte variables de contratos ligada al desempeño, que se ha visto afectado por el entorno (menores ventas), fundamentalmente en Estaciones de Servicio. La disminución en los "Tributos" se explica por la menor actividad y los menores precios. Los menores gastos de "Valoración de instrumentos derivados comerciales" se explican principalmente por la menor valoración de derivados y compromisos sobre *commodities* como consecuencia de los menores precios de crudos y productos.

El "Consumo de derechos de CO2" se reduce como consecuencia de la reducción de la actividad en los complejos industriales como consecuencia de la reducción de demanda en el entorno COVID-19.

El descenso en "Otros" respecto a 2019 se explica, principalmente, por la dotación de provisiones para cubrir riesgos litigiosos que incluía la dotación en dicho año correspondiente al Arbitraje con Addax (ver Nota 15).

19.10) Investigación y desarrollo

Los gastos de investigación incurridos se registran el epígrafe "Otros gastos de explotación" como gastos del ejercicio y los de desarrollo se activan solo si se cumplen todas las condiciones establecidas en la norma contable de referencia.

El gasto reconocido en la cuenta de pérdidas y ganancias correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2020 y 2019 a 65 y 72 millones de euros, respectivamente. Los gastos activados correspondientes a las actividades de desarrollo han ascendido a 20 millones de euros en 2020.

(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 *Upstream*, las UGE se corresponden con cada una de las distintas áreas contractuales comúnmente denominadas "bloques"; por excepción, en aquellos casos en que los flujos de caja generados por varios bloques son interdependientes entre sí, dichos bloques se agrupan en una única UGE. En el caso de Industrial y Comercial y Renovables, las UGE se corresponden con actividades (principalmente Refino, Química, Mayorista y *Trading* Gas, Movilidad, GLP, Lubricantes, Asfaltos y Especialidades, Generación y Comercialización eléctrica) y áreas geográficas. En 2020 no se han producido cambios relevantes en la composición de las UGE.

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

Cálculo del valor recuperable

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

La metodología utilizada por el Grupo en la estimación del importe recuperable de los activos es, en general, el valor en uso, calculado a partir del valor actual de los flujos de efectivo futuros esperados después de impuestos derivados de la explotación de tales activos. Para información específica sobre la metodología de cálculo del valor recuperable véase Nota 3.6.

20.1) Test de deterioro de los activos

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

a) Senda de precios futuros:

En 2020, a la vista de la situación de los mercados de *commodities*, de las consecuencias sociales y económicas de la pandemia del COVID-19 y de la evolución previsible de la transición energética, el Grupo ha revisado sus expectativas de precios futuros de crudo y de gas, modificando las sendas de precios definidas al cierre de 2019 para adaptarlas al nuevo escenario.

Hay que destacar que estas estimaciones se realizan en un entorno de elevada incertidumbre, marcado por los escenarios de salida de la crisis del COVID-19, por las dinámicas de transición energética y de descarbonización de la economía y, en definitiva, por sus posibles impactos en los mercados de *Oil&Gas*. En este contexto, durante el ejercicio 2020, frente a las expectativas de precios del crudo, y especialmente del gas, existentes en 2019 (ver Nota 21 de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2019):

- Se revisa a la baja la senda del Brent a corto y medio plazo (hasta 2024), como consecuencia de una contracción de la demanda de petróleo nunca vista y de una reacción de la oferta insuficiente para ajustarse a la escasa demanda, a pesar de que la OPEP+ ha realizado el mayor recorte de producción de su historia y otros productores también han asumido fuertes recortes.
- Se revisa al alza la senda del Henry Hub en 2021, por la caída de la producción de gas y el empuje de la demanda de gas para la industria y la generación eléctrica en EE.UU., y se revisa a la baja la senda a medio y largo plazo por la expectativa de mayor penetración de las renovables a escala global y por la consolidación de los excesos de oferta ante la caída de demanda mundial.

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

Términos reales 2020	2021-2050 ⁽¹⁾	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2050 ⁽²⁾
Brent (\$/ barril)	59	49	55	58	62	67	59
WTI (\$/ barril)	57	46	52	56	59	64	57
HH (\$/ Mbtu)	2,8	2,9	2,8	2,8	2,9	2,9	2,8

⁽¹⁾ Media de los precios del periodo 2021-2050.

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

Respecto a los precios de CO₂, los más relevantes para el Grupo son los del actual mecanismo de ETS de la Unión Europea (ver Nota 29.1). A estos efectos el precio de los derechos de emisiones se estiman para el periodo 2021-2025 en 25,0 \$/Tn, 27,0 \$/Tn, 29,2 \$/Tn, 31,5 \$/Tn y 34,0 \$/Tn, respectivamente (58,6 \$/Tn en el periodo 2021-2050). Para otros países con derechos de emisiones o impuestos al CO₂ se han utilizado hipótesis específicas.

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 París y de Sostenibilidad de la ONU. Suponen un compromiso con la descarbonización de la economía y, por tanto, asumen 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.

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 y/o del activo. Para más información véase la Nota 3.6.

	2020	2019
UPSTREAM ⁽¹⁾		
Latinoamérica	7,2% - 37,6%	7,5% - 37,6%
Europa y Norte de África	7,0% - 18,6%	7,3% - 13,1%
Norteamérica	7,5% - 7,6%	8,0%
Asia y Rusia	7,4% - 9,2%	7,6% - 10,1%
INDUSTRIAL ⁽²⁾	4,6% - 8,4%	5,2% - 9,0%
COMERCIAL Y RENOVABLES ⁽²⁾	4,2% - 9,7%	4,2% - 8,7%

⁽¹⁾ Tasas de descuento en dólares.

⁽²⁾ Tasas de descuento en euros y en dólares.

c) Deterioros registrados

En 2020 se han reconocido saneamientos sobre los activos del Grupo en los siguientes epígrafes del balance de situación:

Millones de euros	Notas	Total
Fondo de comercio	11	(667)
Otro inmovilizado intangible ⁽¹⁾	11	(45)
Inmovilizado material ⁽¹⁾	12	(1.190)
Inversiones contabilizadas por el método de la participación ⁽²⁾	13	(932)
Provisiones de onerosidad	15	54
Activos por impuesto diferido	22	(236)

⁽¹⁾ No se incluyen deterioros de inversiones exploratorias no exitosas (ver Nota 19.7) por importe de 71 millones de euros, reconocidos en el transcurso normal de las operaciones (al margen del cálculo anual del valor recuperable de los activos).

⁽²⁾ Antes de impuestos. Incluye el deterioro de los activos por impuesto diferido de sociedades contabilizadas por el método de la participación.

Las dotaciones, netas de reversiones, han ascendido a -3.016 millones de euros antes de impuestos (-2.774 millones de euros después de impuestos)²¹.

Activos Upstream

En relación con activos del segmento *Upstream* se han registrado deterioros netos²² por importe de -3.115 millones de euros, antes de impuestos, en:

- Norteamérica (-885 millones de euros), fundamentalmente en Canadá, por los menores precios del crudo y gas y ajustes en los planes de desarrollo de los activos.
- Latinoamérica (-432 millones de euros), principalmente en Trinidad y Tobago, por los menores precios del gas.
- Europa y Norte de África (-540 millones de euros): fundamentalmente en Reino Unido, Noruega y Argelia por menores precios del crudo y gas y ajustes en los planes de desarrollo de los activos.
- Asia y Rusia (-468 millones de euros), fundamentalmente en Indonesia por nuevas expectativas de la demanda y precios de gas y en Malasia por mayores costes para la reducción de emisiones.
- Activos exploratorios y en desarrollo (-121 millones de euros), en Rusia, Indonesia y Bolivia, como consecuencia de los menores precios del crudo y del gas.
- Fondo de comercio asociado a la combinación de negocios de ROGCI (-594 millones de euros) por la disminución del valor recuperable de los activos del segmento.

Asimismo, se han deteriorado activos por impuesto diferido asignados al segmento en -75 millones de euros (que incluye los correspondientes a inversiones consolidadas por el método de la participación).

El valor recuperable de los activos deteriorados en el periodo asciende a 9.383 millones de euros. El valor neto contable de las Unidades Generadoras de Efectivo del segmento²³ tras el registro del deterioro asciende a 12.556 millones de euros.

Activos Industrial y Comercial y Renovables

Se ha registrado una reversión del deterioro antes de impuestos de 212 millones de euros (neto de la provisión de onerosidad) en el negocio de *Gas & Trading* en Norteamérica (principalmente la planta de regasificación de Canaport y los gaseoductos para el transporte de gas en Canadá y EE.UU.) debido a los menores costes de aprovisionamiento (menores precios futuros del gas) y transporte (contratos renegociados durante el ejercicio).

Asimismo, se han deteriorado los activos por impuesto diferido en -113 millones de euros (ver Nota 22).

En el resto de los activos de los segmentos Industrial y Comercial y Renovables, los nuevos escenarios asumidos en el contexto de descarbonización y transición energética consideran un entorno de reducción de la demanda de productos petrolíferos y carburantes y un aumento del coste esperado de las emisiones de CO₂. La calidad de los activos y la capacidad

²¹ En 2019 las dotaciones, netas de reversiones, ascendieron a 6.111 millones de euros antes de impuestos (4.867 millones de euros después de impuestos).

²² Corresponde a los deterioros reconocidos en los epígrafes "*Fondo de comercio*", "*Otro inmovilizado intangible*", "*Inmovilizado material*" e "*Inversiones contabilizadas por el método de la participación*", antes de impuestos.

²³ Incluye inversiones contabilizadas por el método de la participación. No incluye Fondo de Comercio ni el valor neto contable de los activos exploratorios.

de adaptación de los modelos de negocio al nuevo entorno y a la nueva orientación estratégica hacen que, incluso en los nuevos y exigentes escenarios, no se hayan puesto de manifiesto deterioros en el ejercicio.

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:

	Incremento (+) / descenso (-)	Millones de euros ⁽¹⁾	
		Resultado de explotación	Resultado Neto
Variación en los precios de hidrocarburos	+10%	938	1.188
	-10%	(2.190)	(2.186)
Variación en la producción de hidrocarburos	+5%	494	647
	-5%	(1.122)	(1.135)
Variación en los precios y la producción de hidrocarburos	+10%	1.962	2.213
	-10%	(3.825)	(3.913)
Variación en los márgenes de Industrial y Comercial y Renovables	+5%	44	33
	-5%	(213)	(169)
Variación en la tasa de descuento	+100 p.b.	(1.034)	(915)
	-100 p.b.	425	474

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

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 países en los que el Grupo Repsol está expuesto a un especial riesgo geopolítico son Venezuela, Libia y Argelia.

Venezuela

Repsol está presente en Venezuela a través de sus participaciones en licenciatarias de gas y en empresas mixtas de crudo. La situación actual de crisis en el país conlleva un aumento de la incertidumbre en el desarrollo de los negocios. Para evaluar las inversiones en este país, que incluyen tanto la participación en el capital social de las compañías como la financiación otorgada a través de préstamos y cuentas comerciales a cobrar, 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 que pueden variar de las inicialmente realizadas (ver Notas 10 y 13).

La exposición patrimonial²⁴ total de Repsol en Venezuela a 31 de diciembre de 2020 asciende a 320 millones de euros (239 millones de euros a 31 de diciembre de 2019), que incluye fundamentalmente la financiación otorgada a sus empresas filiales venezolanas (ver Nota 8 y 14).

En 2020 continúa la situación de inestabilidad política, la recesión económica (el PIB²⁵ se ha reducido un 35,5% en 2020) y la inflación (3.000%²⁶ en 2020 y se prevé un 1.000% para 2021) por lo que se ha prorrogado el Estado de Emergencia Económica. La producción petrolera se ha reducido significativamente en los últimos años. Se ha producido una devaluación importante de la divisa venezolana frente al euro (1.359.495 €/BsS frente a los 52.231 €/BsS de 31 de diciembre de 2019, tipo de cambio SIMECA²⁷) sin impacto significativo en los estados financieros del Grupo, dado que la moneda funcional de sus filiales en el país es el dólar americano, a excepción del caso de Quiriquire Gas²⁸ (ver Nota 13).

²⁴ La exposición patrimonial corresponde al valor en el balance del Grupo de los activos netos consolidados expuestos a los riesgos propios de los países sobre los que se informa.

²⁵ Fuente: Estimado del Fondo Monetario Internacional.

²⁶ Índice Nacional de Precios de la Asamblea Nacional (INPCAN). Desde 2016, el Banco Central de Venezuela no ha publicado oficialmente el dato de inflación acumulada.

²⁷ Tipo de cambio de referencia SMC (Sistema del Mercado Cambiario).

²⁸ 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).

En relación con las sanciones internacionales que afectan al gobierno venezolano y a PDVSA y sus filiales, durante el año 2020 destaca la inclusión de varias entidades, individuos y buques en la "*Specially Designated Nationals And Blocked Persons List*" (SDN List) que administra la OFAC (*Office of Foreign Assets Control*, por sus siglas en inglés) del gobierno de EE.UU. por considerarlos responsables de actividades que violaban o intentaban evadir las sanciones de EE.UU. contra Venezuela, así como el anuncio realizado el 17 de noviembre por dicho gobierno de EE.UU. mediante el cual se prorroga la Licencia General 8F (ahora 8G) de la OFAC respecto a la compañía petrolera Chevron y a otras cuatro empresas estadounidenses del sector de hidrocarburos de modo que, aunque estas empresas no podrán extraer, vender o transportar petróleo venezolano, contratar personal adicional o abonar dividendo alguno a PDVSA o sus filiales, sí podrán continuar con actividades destinadas al mantenimiento limitado de sus operaciones esenciales para la seguridad o preservación de los activos hasta el 3 de junio de 2021.

Repsol ha adoptado las medidas necesarias para continuar su actividad en Venezuela con pleno respeto a la normativa internacional de sanciones aplicable incluyendo las normas 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. No obstante, si se mantiene la situación actual en el largo plazo o se produjesen nuevas modificaciones de las políticas de EE.UU., podrían verse afectadas nuestras actividades en Venezuela.

El Grupo realiza una evaluación de la recuperabilidad de sus inversiones, así como del riesgo de crédito sobre las cuentas a cobrar a PDVSA.

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 1983-2019"*) 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 2020 provisiones por el perfil de crédito de PDVSA y por el deterioro del entorno de los negocios en Venezuela, afectando al valor de los instrumentos de financiación y cuentas a cobrar a PDVSA (-70 millones de euros) así como al valor²⁹, de las inversiones contabilizadas por el método de la participación (-5 millones de euros).

Libia

La exposición patrimonial de Repsol en Libia a 31 de diciembre de 2020 asciende a unos 289 millones de euros (incluyendo fundamentalmente el inmovilizado material a dicha fecha).

Repsol está presente en Libia desde los años 70, cuando inició las actividades exploratorias en la Cuenca de Sirte. A 31 de diciembre de 2020 Repsol dispone de derechos mineros en este país sobre dos áreas contractuales (con actividades de exploración y producción) situadas en la cuenca de Murzuq, en el desierto del Sahara, y cuyas reservas probadas estimadas a 31 de diciembre de 2020 ascienden a 95,9 millones de barriles equivalentes de petróleo.

La situación política de Libia ha entrado en una nueva fase a partir del mes de septiembre con la declaración conjunta de un alto el fuego acordado entre el GNA (Gobierno establecido oficialmente en Trípoli y respaldado por Naciones Unidas) y el LNA (*Libyan National Army*) con el aval de la comunidad internacional. El 5 de febrero de 2021, El Foro de Diálogo Político Libio (FDPL), auspiciado por la UNSMIL (*United Nations Support Mission for Libya*), logró un importante avance: crear un gobierno de transición que guiará al país hasta las elecciones en diciembre 2021. El Foro, integrado por 75 cargos electos de toda Libia, eligió a Mohammad Younes Menfi, ex diplomático, como presidente del nuevo Gobierno, y a Abdul Hamid Mohammed Dbeibah, empresario procedente de Misrata, como nuevo primer ministro, mientras que Mossa Al-Koni y Abdullah Hussein Al-Lafi serán vicepresidentes. La nueva lista derrotó a la que a priori partía como favorita, encabezada por el presidente del Parlamento en Tobrouk, Aquilah Saleh. Este nuevo gobierno debe formar un Gabinete que sea representativo de diversas regiones e intereses, con el fin de reconciliar al país.

La producción en *El Sharara Field*, que se encontraba interrumpida desde el 19 de enero, se ha restaurado el 11 de octubre de 2020. La producción neta de petróleo crudo de Repsol en 2020 ha ascendido a 9,35 miles de barriles de petróleo al día (vs. 29,0 miles de barriles de petróleo al día durante el mismo periodo de 2019).

²⁹ Reconocidos en los epígrafes de "*Dotación (Reversión) de provisiones por deterioro*" (ver Nota 20.1) y "*Deterioro de instrumentos financieros*" (ver Nota 21), de la cuenta de pérdidas y ganancias.

Argelia

La exposición patrimonial de Repsol en Argelia a 31 de diciembre de 2020 asciende a unos 434 millones de euros (incluyendo fundamentalmente el inmovilizado material a dicha fecha). Esta se ha reducido frente a la de 31 de diciembre de 2019 tras el deterioro reconocido en el resultado (ver Nota 20.1).

Repsol tiene en Argelia tres bloques en fase de producción/desarrollo (*Reggane Nord*, Bloque 405a (con las licencias MLN, EMK y *Ourhoud*) y *Tin Fouyé Tabankort* (TFT)).

La producción neta media en Argelia en 2020 alcanzó los 25,9 miles de barriles equivalentes de petróleo día (31,5 kboe en 2019) provenientes de los bloques *Reggane Nord*, 405 a y TFT.

Las reservas probadas netas estimadas a 31 de diciembre de 2020 ascienden a 45,4 millones de barriles equivalentes de petróleo. De la cifra de reservas probadas netas, en torno al 50% corresponden al proyecto de gas en producción de *Reggane*, que está situado en el Sahara argelino en la cuenca de *Reggane*. Repsol participa en el proyecto con un 29,25%, operando conjuntamente con la empresa estatal argelina Sonatrach (40%), la alemana RWE Dea AG (19,5%) y la italiana Edison (11,25%). La producción neta de Repsol del proyecto de *Reggane* en 2020 ha ascendido a 7,9 miles de barriles equivalentes de petróleo día.

Tras la elección de Abdelmayid Tebboune en las elecciones convocadas en diciembre de 2019, Argelia ha comenzado un proceso de reformas políticas y económicas, que hace que las normas estén en permanente evolución y revisión. La situación económica y social del país se ha complicado con la pandemia del Covid-19 y la bajada del precio del crudo y del gas, de manera que la inestabilidad política continúa pese a la elección del presidente Tebboune.

BREXIT

En el referéndum celebrado el 23 de junio de 2016, el Reino Unido aprobó su salida de la Unión Europea. Tras la victoria con mayoría absoluta de los conservadores en las elecciones del 12 de diciembre de 2019, el Parlamento votó a favor del proyecto de ley del acuerdo de retirada hasta obtener su aprobación definitiva. El 31 de enero de 2020 el Reino Unido abandonó la UE tras el acuerdo ratificado tanto por la UE como por el *House of Commons*. Se estableció un periodo de transición hasta el 31 de diciembre de 2020 por el que el Reino Unido se mantuvo en el mercado europeo. A partir del 1 de enero de 2021 la relación entre éste y la Unión Europea se basa en el "*Acuerdo de Comercio y Cooperación*".

La exposición del Grupo en Reino Unido se limita fundamentalmente a su participación en Repsol Sinopec Resources UK Limited (RSRUK), cuya actividad de exploración y producción de hidrocarburos se encuentra en una etapa madura y cuya moneda funcional es el dólar, por lo que incluso en los más ácidos escenarios de BREXIT no se han detectado riesgos significativos.

En lo que se refiere a las actividades de extracción, transporte y comercialización de hidrocarburos, no se anticipan cambios sustanciales, toda vez que el Gobierno Británico ha mantenido la soberanía y el control sobre los aspectos clave con impacto sectorial como el proceso de licenciamiento de dominio minero y el marco fiscal en el que las compañías petroleras desarrollan sus actividades en el país. En este sentido, los mensajes trasladados al sector desde el inicio del proceso incorporan un compromiso de estabilidad normativa.

El *European Union Emission Trade System* (EU ETS)³⁰ se ha visto afectado por el BREXIT debido a que la Comisión Europea ha decidido suspender cualquier asignación libre de prestaciones que implique a Reino Unido. Tras la firma del acuerdo de salida se ha anunciado que con efectos 1 de enero de 2021, un mercado de derechos de emisión propio de Reino Unido (UK ETS) reemplazará al actual mercado de derechos de emisión europeo (EU ETS). El impacto económico de esto último aún resulta desconocido.

(21) Resultado financiero

El resultado financiero mejora frente al de 2019, principalmente, por el impacto positivo en las diferencias de cambio por el debilitamiento del dólar frente al euro y la valoración favorable de los derivados sobre autocartera (opciones, véase la Nota 9).

³⁰ Bajo el régimen multilateral de comercio de emisiones de gases de efecto invernadero cada Estado Miembro tiene un Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión que especifica una cesta de emisiones de gases de efecto invernadero, de forma que para cumplir con dicho Plan, las compañías pueden reducir sus emisiones ajustándose a los derechos de asignación gratuita o acudir al mercado para cubrir su déficit.

El detalle por naturaleza de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2020 y 2019 ha sido el siguiente:

Millones de euros	2020	2019
Ingresos financieros	96	148
Gastos financieros	(340)	(391)
Intereses netos ⁽¹⁾	(244)	(243)
Por tipo de interés	29	59
Por tipo de cambio	(293)	98
Otras posiciones	116	59
Variación de valor razonable en instrumentos financieros ⁽²⁾	(148)	216
Diferencias de cambio ⁽³⁾	406	(27)
Deterioro de instrumentos financieros	57	6
Actualización financiera de provisiones	(82)	(105)
Intereses intercalarios	86	78
Actualización financiera de pasivos por arrendamiento	(200)	(185)
Resultado por enajenación de instrumentos financieros	—	—
Otros	(16)	(41)
Otros ingresos y gastos financieros	(212)	(253)
RESULTADO FINANCIERO	(141)	(301)

⁽¹⁾ Incluye ingresos por intereses por instrumentos financieros valorados a coste amortizado por importe de 96 millones de euros (146 millones de euros en 2019).

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

⁽³⁾ Incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera. La mejora respecto a 2019 se explica por las diferencias de cambio derivadas del impacto de la evolución del tipo de cambio del dólar en el periodo sobre instrumentos de financiación.

(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 deterioro 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 analizar la existencia de suficientes ganancias fiscales futuras que permitan compensar las pérdidas fiscales o aplicar los créditos fiscales existentes, a partir de la metodología establecida para verificar la existencia de indicios de deterioro en sus activos; (ii) la evaluación de las estimaciones de resultados de cada entidad o grupo fiscal de acuerdo con el plan estratégico 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 gravamen sobre el beneficio, el Grupo Repsol se encuentra sometido a la normativa de distintas jurisdicciones fiscales, dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que lo integran.

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

a) En España

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

Repsol, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 6/80 en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo Fiscal en el ejercicio 2020 es de 82, 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 Exploración, S.A., Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A. y Repsol Electricidad y Gas, S.A.

Por su parte, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 02/01/B, a la que se aplica la normativa foral de Vizcaya en el Impuesto sobre Sociedades.

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 2020 a un tipo general de gravamen del 25%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., que tributa individualmente por el régimen especial de hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 30% y el grupo Petronor, 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.

Por otra parte, 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 Libia, Argelia, Perú o Ecuador).

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 %	Noruega	78 %
Bolivia	25 %	Países Bajos	25 %
Brasil	34 %	Perú	29,5%
Canadá ⁽²⁾	25 %	Portugal	22,5% - 31,5%
Colombia	32 %	Reino Unido	40 %
Ecuador	25 %	Rusia	20 %
Estados Unidos ⁽³⁾	21 %	Singapur	17 %
Indonesia	32,5% - 44%	Trinidad y Tobago	55% - 57,2%
Libia	65 %	Venezuela	34% (Gas) y 50% (Petróleo)
Malasia	38 %	Vietnam	32% - 50%
México	30 %		

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

⁽²⁾ Tipo federal y provincial

⁽³⁾ No incluye tipos estatales

22.2) Gasto devengado contablemente por impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el impuesto sobre beneficios para los ejercicios 2020 y 2019 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2020	2019
(Gasto)/ Ingreso por impuesto corriente del ejercicio	(105)	(948)
Ajustes al impuesto corriente ⁽¹⁾	13	(184)
(Gasto)/ Ingreso por impuesto sobre beneficios corriente (a)	(92)	(1.132)
(Gasto)/ Ingreso por impuesto diferido del ejercicio	296	979
Ajustes al impuesto diferido ⁽²⁾	(220)	(435)
(Gasto)/ Ingreso por impuesto sobre beneficios diferido (b)	76	544
(Gasto)/ Ingreso por impuesto sobre beneficios (a+b)	(16)	(588)

⁽¹⁾ Incluye movimientos de provisiones fiscales por importe de -51 millones de euros y otros ajustes al impuesto corriente por importe de 37 millones de euros.

⁽²⁾ Incluye la baja de activos por impuesto diferido por importe de -236 millones de euros y otros ajustes al impuesto diferido por importe de 16 millones de euros.

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) sobre el resultado neto antes de impuestos y participadas, es la siguiente:

	Millones de euros	
	2020	2019
Resultado antes de Impuesto sobre beneficios (IS)	(3.304)	(3.201)
Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	(609)	351
Resultado antes de IS y de resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	(2.695)	(3.552)
Tipo nominal general del IS en España	25 %	25 %
(Gasto) / Ingreso por IS al tipo nominal general español	674	888
(Gasto) / Ingreso por IS adicional por ajuste a tipos nominales diferentes al general español ⁽⁴⁾	83	(385)
Mayor gasto por IS derivado de gastos no deducibles ⁽²⁾	(644)	116
Menor gasto por IS por aplicación de mecanismos para evitar la doble imposición ⁽³⁾	45	(620)
Menor gasto por IS por aplicación de deducciones e incentivos fiscales ⁽⁴⁾	77	67
(Gasto) / Ingreso por IS por regularización impuestos diferidos ⁽⁵⁾	(236)	(536)
(Gasto) / Ingreso por IS por dotación/reversión de provisiones por riesgos fiscales en IS	(51)	(85)
Otros	36	(33)
(Gasto) / Ingreso por IS	(16)	(588)

⁽¹⁾ Resultados gravados en el extranjero o en España a tipos diferentes del 25% (régimen especial de hidrocarburos, regímenes forales...).

⁽²⁾ Corresponde fundamentalmente a provisiones contables no deducibles fiscalmente (destacan los deterioros de activos descritos en la Nota 20).

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

⁽⁴⁾ Corresponde principalmente a deducciones en España por I+D+i y otras.

⁽⁵⁾ Incluye la baja de activos por impuesto diferido (236 millones de euros en 2020) que no han superado el test de recuperabilidad en los nuevos escenarios de precios más bajos de crudo y gas utilizados en el cálculo del valor recuperable de los activos (ver Nota 20).

22.3) Impuestos diferidos

El Grupo presenta los activos y pasivos por impuestos diferidos por su importe neto en la misma entidad o sujeto fiscal. 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:

Millones de euros	2020	2019
Bases imponible negativas por pérdidas, deducciones y similares pendientes de aplicar	3.122	3.193
Diferencias entre amortizaciones contables y fiscales	(1.214)	(1.648)
Provisiones por desmantelamiento de campos no deducibles	543	617
Provisiones para el personal y otras no deducibles	476	555
Otros impuestos diferidos	252	507
Total impuesto diferido	3.179	3.224
Provisiones por riesgos relacionados con el impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾	(1.576)	(1.549)
Impuesto diferido neto y otros fiscales	1.603	1.675

⁽¹⁾ El movimiento de las provisiones por riesgos relacionados con el impuesto sobre beneficios es el siguiente: (i) dotaciones/aplicaciones con cargo a resultados -51 millones de euros; (ii) reclasificaciones/pagos 42 millones de euros; y (iii) diferencias de conversión y otros -18 millones de euros.

Los activos fiscales registrados correspondientes a bases imponibles negativas y a deducciones pendientes de aplicar, que ascienden a 3.122 millones de euros, corresponden principalmente a:

País	Millones de Euros	Caducidad legal	Estimación recuperabilidad
España	2.003	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Estados Unidos	808	20 años	En su mayoría, en 10 años
Luxemburgo	131	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Resto	180	-	-
Total	3.122		

A continuación, se desglosa el movimiento de impuestos diferidos:

Millones de euros	2020	2019
Saldo al inicio del ejercicio	3.224	2.863
Impacto de nuevas normas	—	13
Saldo inicial ajustado	3.224	2.876
Ingreso (Gasto) cuenta de resultados	58	550
Ingreso (Gasto) en Patrimonio Neto	—	(7)
Diferencias de conversión de saldos en moneda extranjera	(101)	(41)
Otros	(2)	(154)
Saldo al cierre del ejercicio	3.179	3.224

En 2020, tras la revisión efectuada por el Grupo, los nuevos escenarios de precios definidos para el test de deterioro de los activos dificultan la justificación de la recuperabilidad total de algunos activos por impuesto diferido (ver Nota 3.6), en particular en Canadá (ver Nota 20), por lo que el Grupo ha reducido los activos por impuesto diferido registrados en 236 millones de euros (no incluyen aquellos deterioros de los negocios conjuntos, véase Nota 13 y 20).

El Grupo tiene activos por impuestos diferidos no registrados al cierre del ejercicio 2020 que ascienden a 5.021 millones de euros, fundamentalmente en Luxemburgo (3.458 millones de euros, la mayoría sin plazo de prescripción), EE.UU. (585 millones de euros, con validez entre los ejercicios 2028 y 2037), Canadá (520 millones de euros, con validez entre los ejercicios 2031 y 2040) y España (200 millones de euros, sin plazo de prescripción). El importe correspondiente a 2019 ascendía a 3.885 millones de euros.

El Grupo tiene pasivos por impuestos diferidos no registrados por importe de 113 y 95 millones de euros al cierre de 2020 y 2019 respectivamente. Corresponden, principalmente, a diferencias temporarias impositivas asociadas con inversiones en sociedades dependientes, asociadas y establecimientos permanentes que cumplen los requisitos establecidos en la NIC 12 para aplicar la excepción de registro.

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.

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

País	Ejercicios	País	Ejercicios
Argelia	2016 - 2020	Malasia	2015 - 2020
Australia	2016 - 2020	Noruega	2018 - 2020
Bolivia	2015 - 2020	Países Bajos	2019 - 2020
Canadá	2014 - 2020	Perú	2016 - 2020
Colombia	2015 - 2020	Portugal	2017 - 2020
Ecuador	2017 - 2020	Reino Unido	2014 - 2020
España	2017 - 2020	Singapur	2016 - 2020
Estados Unidos	2017 - 2020	Trinidad y Tobago	2015 - 2020
Indonesia	2015 - 2020	Venezuela	2014 - 2020
Libia	2013 - 2020		

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.

Dada la incertidumbre generada por 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 mencionados riesgos. A 31 de diciembre de 2020 el Grupo tiene registradas, 1.576 millones de euros correspondientes a posiciones fiscales inciertas por impuestos sobre beneficios (1.549 millones de euros a 31 de diciembre de 2019). Adicionalmente, tiene reconocidas otras provisiones fiscales por importe de 101 millones de euros (131 millones de euros a 31 de diciembre de 2019) presentadas en la columna 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. mantiene un litigio sobre la deducibilidad de los pagos por regalías y participaciones hidrocarburíferas en el Impuesto a las Utilidades de la Empresa. Ha recaído sentencia en primera instancia, desestimatoria de las pretensiones de la compañía; el litigio se encuentra actualmente pendiente de sentencia en segunda instancia. La Compañía considera que su posición está expresamente refrendada por la Ley.

Brasil

Petrobras, como operadora de los consorcios Albacora Leste, BMS 7, BMES 21 y BMS 9 (en los que Repsol participa en un 10%, 37%, 11% y 25%, respectivamente) recibió actas por varios impuestos (IRRF, CIDE y PIS/COFINS)³¹ y por los ejercicios 2008 a 2013, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de plataformas de exploración y servicios relacionados, utilizados para la actividad en los bloques.

Asimismo, Repsol Sinopec Brasil, S.A. recibió actas 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, utilizados en los bloques BMS 48, BMS 55, BMES 29 y BMC 33 en los que Repsol Sinopec Brasil es operador.

Los anteriores litigios se circunscriben actualmente al CIDE y al PIS/COFINS, tras acogerse la compañía a un programa habilitado por la Ley 13.586/17 que permitió reducir la cuantía en litigio relativa al IRRF mediante la aplicación retroactiva de los porcentajes de determinación de precios (*split*) que recogía dicha Ley, desistiendo de los litigios en curso y sin que resultaran aplicables sanciones.

Todas estas actas se encuentran recurridas en vía administrativa o en judicial (primera o segunda instancia), habiendo recaído una resolución favorable en segunda instancia. La Compañía considera que su actuación es conforme a Derecho y se ajusta a la práctica generalizada del sector.

Canadá

La Administración fiscal canadiense ("*Canada Revenue Agency*", CRA) efectúa con carácter periódico revisiones de la situación tributaria de las sociedades de *Repsol Oil&Gas Canadá Inc.* (ROGCI, antiguo Grupo Talisman, adquirido por Repsol en 2015) residentes en Canadá. En los últimos años, Repsol, aplicando buenas prácticas fiscales, ha obtenido la calificación de ROGCI como contribuyente de bajo riesgo, lo que ha permitido llegar a acuerdos con la CRA. En 2020 se ha concluido con acuerdo y sin impactos relevantes para el Grupo, la inspección de operaciones internacionales de los ejercicios 2011, 2012 y 2013. Actualmente están siendo objeto de inspección las operaciones internacionales de los ejercicios 2014 y 2015 y el Impuesto sobre sociedades de los ejercicios 2015 a 2018.

España

Actualmente continúan abiertos procedimientos relativos a los siguientes ejercicios del Impuesto sobre Sociedades.

- Ejercicios 2006 a 2009. Los asuntos discutidos se refieren principalmente a precios de transferencia, deducción de pérdidas por inversiones en el extranjero y deducciones por inversiones, la mayoría como consecuencia de cambios de criterio mantenido por la Administración en actuaciones precedentes. En relación con los ajustes de precios de transferencia, las liquidaciones fueron anuladas como consecuencia de la resolución de un conflicto por la Junta Arbitral del Concerto Económico con el País Vasco, la resolución de un procedimiento amistoso con

³¹ 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.

EE.UU. y dos resoluciones del Tribunal Económico-Administrativo Central; la Inspección ha dictado una nueva liquidación por los periodos 2007-2009 aplicando los criterios ya aceptados en ejercicios posteriores tanto por la Administración como por el contribuyente (está pendiente la liquidación relativa al período 2006). En relación con los otros asuntos, el Tribunal Económico-Administrativo Central estimó parcialmente las reclamaciones de la Compañía y por los aspectos no estimados (incentivos fiscales al I+D y deducción de pérdidas por actividades empresariales en el extranjero) se ha interpuesto recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional, por entender la Compañía que su actuación ha sido ajustada a Derecho.

- Ejercicios 2010-2013. Las actuaciones 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 han derivado pasivos significativos para el Grupo. No obstante, en relación con dos asuntos (deducibilidad de intereses de demora tributarios y deducción de pérdidas por actividades empresariales en el extranjero) la resolución administrativa fue objeto de reclamación, por entender la Compañía que su actuación había sido ajustada a Derecho. El Tribunal Económico-Administrativo Central ha desestimado dicha reclamación. Contra la resolución del Tribunal Económico Administrativo Central se ha interpuesto recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional.
- Ejercicios 2014-2016. Las actuaciones de inspección finalizaron en diciembre de 2019 sin la imposición de sanción alguna y, en su mayor parte, con actas de conformidad o con acuerdo que no han generado pasivos significativos para el Grupo. No obstante, se mantienen controversias relativas a la deducción de pérdidas por inversiones en el extranjero y contra la resolución administrativa se ha interpuesto la correspondiente reclamación por entender la Compañía que su actuación ha sido ajustada a Derecho.

Indonesia

Las autoridades fiscales de Indonesia vienen cuestionando diversos aspectos relativos a la imposición sobre el beneficio de los establecimientos permanentes que el Grupo tiene en el país, en particular, en lo referido a la aplicación del tipo reducido de los convenios para evitar la doble imposición firmados por Indonesia. La compañía considera que su actuación se ajusta a la práctica generalizada del sector y es conforme a Derecho, y por lo tanto los litigios en los que se sustancian las mencionadas actuaciones se encuentran recurridos en fase administrativa o pendientes de resolución en vía judicial.

Malasia

Repsol Oil & Gas Malaysia Ltd. y Repsol Oil & Gas Malaysia (PM3) Ltd., filiales del Grupo con actividad en Malasia, recibieron actas de la *Inland Revenue Board* (IRB) por los ejercicios 2014, 2015 y 2016 en las que se cuestiona la deducibilidad de determinados gastos. Las actas han sido recurridas por entender la Compañía que su actuación ha sido ajustada a Derecho.

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 2020 y 2019 es el que se detalla a continuación:

Beneficio por acción (BPA)	2020	2019
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	(3.289)	(3.816)
Ajuste del gasto por intereses del bono perpetuo subordinado (millones de euros)	(54)	(29)
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones) ⁽¹⁾	1.572	1.649
BPA básico y diluido (euros/acción)	(2,13)	(2,33)

⁽¹⁾ El capital social registrado en circulación a 31 de diciembre de 2019 ascendía a 1.527.396.053 acciones, si bien el número medio ponderado de acciones en circulación para el cálculo del beneficio por acción a dicha fecha incluye el efecto de las ampliaciones de capital llevadas a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas "Repsol Dividendo Flexible", de acuerdo con la normativa contable aplicable (ver Nota 3.2).

FLUJOS DE CAJA

(24) Flujos de efectivo

24.1) Flujos de efectivo de las actividades de explotación

Durante el 2020 el flujo de efectivo procedente de las actividades de explotación ha ascendido a 2.738 millones de euros frente a los 4.849 millones de euros de 2019. El descenso obedece fundamentalmente a los menores precios de los hidrocarburos y a la menor demanda de productos, y por tanto a la menor actividad en buena parte de los negocios del Grupo como consecuencia del entorno de crisis internacional por COVID-19 (ver Nota 2.3). Estos menores ingresos se han visto parcialmente compensados por el efecto del menor coste de los inventarios (precio de las existencias en los negocios industriales) y por los menores pagos por impuesto.

La composición del epígrafe “Flujos de efectivo de las actividades de explotación” del estado de flujos de efectivo es:

	Notas	Millones de euros	
		2020	2019
Resultado antes de impuestos		(3.304)	(3.201)
Ajustes de resultado:		5.074	8.632
Amortización del inmovilizado	3, 11 y 12	2.207	2.434
Provisiones de explotación	10.3, 15 y 20	2.204	6.600
Resultado por enajenación de activos		(102)	(147)
Resultado financiero	21	141	301
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	13	609	(351)
Otros ajustes (netos)		15	(205)
Cambios en el capital corriente:		1.000	137
Incremento/Decremento Cuentas a cobrar	17	985	276
Incremento/Decremento Inventarios	16	1.525	(182)
Incremento/Decremento Cuentas a pagar	18	(1.510)	43
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(32)	(719)
Cobros de dividendos		183	464
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾		100	(975)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación ⁽²⁾		(315)	(208)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		2.738	4.849

⁽¹⁾ En 2020 destaca los cobros por devolución por impuesto de sociedades en España y en Noruega. En 2019 destacan los pagos por impuesto en España (pagos fraccionados del grupo fiscal 6/80), Libia e Indonesia. Para más información de la contribución fiscal del Grupo véase el apartado 8.6 del Informe de Gestión consolidado 2020 y su Anexo III “Fiscalidad responsable”.

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

24.2) Flujos de efectivo de las actividades de inversión

Durante el 2020 el flujo de efectivo procedente de las actividades de inversión ha supuesto un cobro neto de 222 millones de euros.

Los “(pagos)/cobros por Inversiones en entidades del Grupo y asociadas”, 878 millones de euros incluyen la devolución del impuesto (pago a cuenta del Impuesto sobre Sociedades) atribuido a la desinversión en Naturgy en mayo de 2018 y la compensación por la desinversión en Vietnam (ver Nota 14).

Los “(pagos)/cobros por inversiones en Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias”, (1.782) millones de euros) descienden significativamente respecto a los del periodo comparativo, en línea con los objetivos de reducción del Plan de Resiliencia, por las menores inversiones en activos del segmento de Exploración y Producción y en los del segmento Industrial, compensado parcialmente por el esfuerzo inversor en los negocios de electricidad y proyectos renovables del segmento de Comercial y Renovables.

Los “(pagos)/cobros por Inversiones en otros activos financieros”, de 1.074 millones de euros se deben a liquidación de depósitos en el periodo y a la variación de préstamos concedidos a los negocios conjuntos.

24.3) Flujos de efectivo de las actividades de financiación

Durante el 2020 el flujo de efectivo procedente de las actividades de financiación ha supuesto un pago neto de (1.615) millones de euros que representa un descenso del 29,4% respecto a 2019, debido a las emisiones netas de instrumentos de patrimonio (ver Nota 6) y deuda (ver Nota 7) en 2020, así como por menor compra de autocartera, menor pago en efectivo al accionista (que optaron en mayor medida recibir acciones) y menores intereses (menor coste de la deuda) frente a 2019.

En suma, el Efectivo y equivalentes de efectivo ha aumentado en 1.342 millones de euros respecto a 31 de diciembre de 2019 hasta alcanzar los 4.321 millones de euros. Los elevados niveles de fondos, que forman parte de la Liquidez el Grupo (ver Nota 10), han permitido afrontar el adverso entorno internacional derivado de la pandemia por COVID-19.

A continuación, se desglosa el movimiento de los pasivos derivados de las actividades de financiación en 2020:

	Millones de euros					Saldo Final ⁽¹⁾
	2019	2020				
	Saldo Inicial ⁽¹⁾	Flujos de efectivo	Flujos distintos de efectivo			
		Efecto tipo de cambio	Cambios en VR	Otros ⁽³⁾		
Deudas con entidades de crédito	2.245	(1.284)	(56)	—	32	937
Obligaciones y otros valores negociables	7.920	(116)	(32)	—	179	7.951
Derivados (pasivo)	118	(792)	27	979	12	344
Préstamos ⁽²⁾	3.915	10	(362)	—	117	3.680
Otros pasivos financieros	136	(35)	(9)	—	7	99
Pasivos por arrendamiento	3.133	(528)	(182)	—	568	2.991
Remuneraciones al accionista y bono perpetuo	1.137	540	—	—	362	2.039
Acciones y participaciones propias	(1.170)	(378)	—	—	1.386	(162)
Total pasivos actividades de financiación	17.434	(2.583)	(614)	979	2.663	17.879
Derivados (activo)	(110)	887	(191)	(827)	1	(240)
Otros cobros/pagos actividades de financiación	73	81	—	—	(154)	—
Total otros activos y pasivos	(37)	968	(191)	(827)	(153)	(240)
Total	17.397	(1.615)	(805)	152	2.510	17.639

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

⁽²⁾ Incluye los préstamos con empresas consolidadas por el método de la participación.

⁽³⁾ Incluye principalmente la reducción de capital realizada en el ejercicio mediante la amortización de acciones propias por importe de 1.221 millones de euros (ver nota 6.2), el incremento de pasivos por alta de arrendamientos y el devengo de intereses y dividendos.

A continuación, se desglosa el movimiento de los pasivos derivados de las actividades de financiación en 2019:

	Millones de euros					Saldo Final ⁽¹⁾
	2018	2019				
	Saldo Inicial ⁽¹⁾	Flujos de efectivo	Flujos distintos de efectivo			
		Efecto tipo de cambio	Cambios en VR	Otros ⁽³⁾		
Deudas con entidades de crédito	1.912	215	34	—	84	2.245
Obligaciones y otros valores negociables	8.098	(365)	16	—	171	7.920
Derivados (pasivo)	106	(466)	8	461	9	118
Préstamos ⁽²⁾	3.449	276	66	—	124	3.915
Otros pasivos financieros	116	9	2	—	9	136
Pasivos por arrendamiento	1.624	(425)	44	—	1.890	3.133
Remuneraciones al accionista y bono perpetuo	1.204	(396)	—	—	329	1.137
Acciones y participaciones propias	(350)	(1.844)	—	—	1.024	(1.170)
Total pasivos actividades de financiación	16.159	(2.996)	170	461	3.640	17.434
Derivados (activo)	(77)	634	(5)	(662)	—	(110)
Otros cobros/pagos actividades de financiación	—	73	—	—	—	73
Total otros activos y pasivos	(77)	707	(5)	(662)	—	(37)
Total	16.082	(2.289)	165	(201)	3.640	17.397

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

⁽²⁾ Incluye los préstamos con empresas consolidadas por el método de la participación.

⁽³⁾ Incluye principalmente la reducción de capital realizada en el ejercicio mediante la amortización de acciones propias por importe de 1.024 millones de euros (ver nota 6.2), el incremento de pasivos por alta de arrendamientos y el devengo de intereses y dividendos.

OTRA INFORMACION

(25) Compromisos y garantías

25.1) Compromisos contractuales

Los compromisos consisten en obligaciones incondicionales futuras (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 consistentes con las consideradas en el cálculo del valor recuperable de los activos (ver Notas 3 y 20).

A 31 de diciembre de 2020, los principales compromisos firmes de compras, inversión o gasto del Grupo son los siguientes:

Millones de euros	2021	2022	2023	2024	2025	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de compra	2.893	1.171	1.282	1.286	1.261	16.568	24.461
Crudo y otros ^{(1) (3)}	1.962	435	370	372	360	3.166	6.665
Gas natural ^{(2) (3)}	931	736	912	914	901	13.402	17.796
Compromisos de inversión ⁽⁴⁾	510	202	174	117	68	115	1.186
Prestación de servicios ⁽⁵⁾	400	287	213	141	102	256	1.399
Compromisos de transporte ⁽⁶⁾	181	166	156	96	73	295	967
TOTAL	3.984	1.826	1.825	1.640	1.504	17.234	28.013

⁽¹⁾ Incluye principalmente los compromisos de compra de productos para el funcionamiento de las refinerías en España, así como los compromisos correspondientes a contratos de compra de crudo con el grupo Pemex (duración indeterminada), con Saudi Arabian Oil Company (renovación anual) y con el Grupo Repsol Sinopec Brasil (vencimiento 2021) y con Overseas Petroleum and Investment Corporation (vencimiento en 2021).

⁽²⁾ Fundamentalmente incluye compromisos de compra de gas natural licuado (GNL) en Norteamérica (con cláusulas "take or pay"). Estos contratos 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 de acuerdo a los criterios establecidos en la NIIF 9 (ver Nota 9).

⁽³⁾ Los volúmenes comprometidos de crudo y gas se indican a continuación:

Compromisos de compra	Unidad de medida	2021	2022	2023	2024	2025	Ejercicios posteriores	Total
Crudo	kbbbl	28.892	186	187	183	180	483	30.111
Gas natural								
Gas natural	Tbtu	52	35	27	16	16	9	155
Gas natural licuado	Tbtu	158	114	162	165	164	2.316	3.079

⁽⁴⁾ Incluye principalmente compromisos de inversión en España, Argelia, Noruega, Chile y Bolivia por importe de 389, 161, 100 y 80 millones de euros, respectivamente.

⁽⁵⁾ Incluye principalmente compromisos asociados a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en *Upstream* por importe de 745 millones de euros y compromisos para desarrollos tecnológicos futuros por importe de 285 millones de euros.

⁽⁶⁾ Incluye fundamentalmente los compromisos de transporte de hidrocarburos en Norteamérica, Perú e Indonesia por importe aproximado de 936 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 incumplimiento que suponga responder de los compromisos asumidos con impacto significativo es remota.

A 31 de diciembre de 2020, las garantías por cumplimiento de obligaciones más significativas son:

- Por el alquiler de 3 plataformas flotantes de producción para el desarrollo del campo BMS 9 en Brasil, el Grupo ha emitido las siguientes garantías: (i) una por 475 millones de dólares, correspondiente al 100% de las obligaciones de RSB (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 435 millones y 400 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.
- Por el 51% de las garantías por desmantelamiento de RSRUK en el Mar del Norte, por importe de 615 millones de libras.

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 61 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. Destacan aquellas otorgadas 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:

- a. Accionistas significativos: los accionistas significativos de la sociedad que a 31 de diciembre se consideraban parte vinculada de Repsol son:

Accionistas significativos	% total sobre el capital social 31 diciembre 2020
Sacyr, S.A. ⁽¹⁾	8,034

Nota: Datos disponibles para la Sociedad a 31 de diciembre de 2020 provenientes de la última información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Sociedad y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

⁽¹⁾ Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Securities, S.A., Sacyr Investments, S.A.U. y Sacyr Investments II, S.A.U.

- b. Administradores y directivos: entendiéndose como tales los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité Ejecutivo, que tienen consideración de “*personal directivo*” a efectos de este apartado (ver Nota 28.4).
- c. 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:

Millones de euros	2020				2019			
	Accionistas significativos	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total	Accionistas significativos	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total
GASTOS E INGRESOS								
Gastos financieros	—	—	92	92	—	—	123	123
Arrendamientos	2	—	—	2	—	—	—	—
Recepciones de servicios	22	—	36	58	29	—	70	99
Compra de bienes ⁽²⁾	—	—	738	738	—	—	1.192	1.192
Otros gastos ⁽³⁾	—	—	24	24	—	—	135	135
TOTAL GASTOS	24	—	890	914	29	—	1.520	1.549
Ingresos financieros	—	—	81	81	—	—	124	124
Prestación de servicios	—	—	2	2	5	—	4	9
Venta de bienes ⁽⁴⁾	44	—	221	265	178	—	386	564
Otros ingresos	1	—	131	132	1	—	190	191
TOTAL INGRESOS	45	—	435	480	184	—	704	888

Millones de euros	2020				2019			
	Accionistas significativos	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total	Accionistas significativos	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total
OTRAS TRANSACCIONES								
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) ⁽⁵⁾	—	—	457	457	—	—	246	246
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	—	—	872	872	—	—	903	903
Garantías y avales prestados ⁽⁶⁾	—	—	637	637	—	—	654	654
Garantías y avales recibidos	7	—	5	12	7	—	4	11
Compromisos adquiridos ⁽⁷⁾	56	—	90	146	11	—	1	12
Dividendos y otros beneficios distribuidos ⁽⁸⁾	58	—	—	58	109	—	—	109
Otras operaciones ⁽⁹⁾	12	—	1.799	1.811	35	—	1.565	1.600

Millones de euros	2020				2019			
	Accionistas significativos	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total	Accionistas significativos	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total
SALDOS A CIERRE DEL PERÍODO								
Clientes y Deudores comerciales	2	—	101	103	2	—	128	130
Préstamos y créditos concedidos	—	—	900	900	—	—	962	962
Otros derechos de cobro	—	—	82	82	—	—	77	77
TOTAL SALDOS DEUDORES	2	—	1.083	1.085	2	—	1.167	1.169
Proveedores y Acreedores comerciales	16	—	62	78	12	—	85	97
Préstamos y créditos recibidos	—	—	3.674	3.674	—	—	3.915	3.915
Otras obligaciones de pago ⁽¹⁰⁾	28	—	—	28	3	—	2	5
TOTAL SALDOS ACREEDORES	44	—	3.736	3.780	15	—	4.002	4.017

Nota: En 2020 las tablas de Gastos e Ingresos y Otras transacciones, incluyen las transacciones con el grupo Temasek hasta el 16 de abril (fecha de venta de la totalidad de su participación).

- ⁽¹⁾ Incluye, en su caso, aquellas transacciones realizadas con Administradores y Directivos no incluidas en la Nota 28 sobre Remuneraciones recibidas por los Administradores y Directivos, que corresponderían al saldo vivo a la fecha de los préstamos concedidos a la alta dirección y sus correspondientes intereses devengados así como los dividendos y otras retribuciones recibidas por tenencia de acciones de la Sociedad.
- ⁽²⁾ En 2020 la columna "Personas, sociedades o entidades del Grupo" incluye, fundamentalmente, compras de productos a Repsol Sinopec Brasil (RSB) y a BPRY Caribbean Ventures LLC (BPRY) por importe de 509 y 85 millones de euros, respectivamente (790 y 223 millones de euros en 2019).
- ⁽³⁾ Incluye principalmente suministros y dotaciones por riesgos de crédito de cuentas a cobrar e instrumentos financieros (ver Nota 10.3 y 20.3).
- ⁽⁴⁾ En 2020 y 2019 la columna "Accionistas significativos" incluye fundamentalmente las ventas de crudo al grupo Temasek. En 2020 y 2019 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 en 2020 de 154 y 57 millones de euros y en 2019 de 257 y 107 millones de euros, 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 los negocios conjuntos en Reino Unido, 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⁾ Incluyen los importes correspondientes a la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de las ampliaciones de capital liberadas cerradas en enero y julio 2020 (y en la tabla 2019: enero y julio 2019), en el marco del programa de retribución a los accionistas "Repsol Dividendo Flexible" (ver Nota 6.3).
- ⁽⁹⁾ En 2020 y 2019 "Personas, sociedades o entidades del Grupo" incluye fundamentalmente las cancelaciones de garantías concedidas a los negocios conjuntos en Reino Unido y de los acuerdos de financiación.
- ⁽¹⁰⁾ En 2020 y 2019 "Accionistas significativos" incluye la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada cerradas en enero de 2020 y 2019. Dichos derechos figuran registrados como una cuenta a pagar a 31 de diciembre.

(27) Obligaciones con el personal

27.1) Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores en España, existen planes de pensiones de aportación definida para la contingencia de jubilación. Adicionalmente, fuera de España, algunas sociedades del Grupo disponen de planes de pensiones de aportación definida para sus empleados.

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 52 y 54 millones de euros en 2020 y 2019, 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 2020 y 2019 ha ascendido a 12 y 10 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 2020 y 2019 ha sido de 5 y 11 millones de euros, respectivamente, y las provisiones reconocidas en el balance de situación por dichos planes asciende a 31 de diciembre de 2020 y 2019 a 81 y 82 millones de euros, respectivamente (ver Nota 15).

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 2017-2020, 2018-2021, 2019-2022 y 2020-2023. El Programa 2016-2019 se ha cerrado y sus beneficiarios han percibido la retribución variable correspondiente en 2020.

Los cuatro Programas son independientes entre sí 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 planes 2017-2020, 2018-2021 y 2019-2022 no implican la entrega de acciones u opciones, salvo por lo que se refiere al Consejero Delegado, a quien se le abona parcialmente en acciones el importe correspondiente. A este respecto, el importe del Incentivo a Largo Plazo 2017-2020 se abonará al Consejero Delegado en una proporción de 70% en efectivo y 30% en acciones, de forma que percibirá 865.170 euros en metálico y 19.337 acciones de la Sociedad equivalentes a 163.574 euros.

De conformidad con lo previsto en la Política de Remuneraciones de los Consejeros, el número final de acciones que recibirá el Consejero Delegado se calcula en función de: (i) el importe que efectivamente le corresponde abonar tras aplicar los impuestos (o retenciones); y (ii) la media ponderada por volumen diario de las cotizaciones medias ponderadas de la acción de Repsol correspondientes a las quince sesiones bursátiles anteriores al viernes, exclusive, de la semana previa a la fecha en que se acuerde, por el Consejo de Administración, el abono del Incentivo de cada uno de los Planes para el Consejero Delegado.

Por su parte, el plan 2020-2023 corresponde con el nuevo esquema de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, que se diferencia de los Programas anteriores en el derecho de los beneficiarios a percibir un “incentivo en metálico” y un determinado número de “Performance Shares”, que darán derecho a recibir, transcurrido el periodo de medición del Plan y sometido al desempeño de determinadas métricas, acciones de Repsol, S.A.

Para asumir estos compromisos se ha dotado una provisión por importe de 9 y 20 millones de euros en 2020 y 2019, respectivamente, siendo la provisión total acumulada a 31 de diciembre de 50 y 67 millones de euros en 2020 y 2019, respectivamente.

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 un nivel de cumplimiento 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%.

Actualmente, se encuentran vigentes los siguientes ciclos del Plan:

	Nº participaciones	Inversión Inicial total (nº de acciones)	Precio medio (Eur/Acc)	Compromiso máximo de entrega de acciones
Octavo ciclo (2018-2021)	158	150.476	16,3021	50.160
Noveno ciclo (2019-2022) ⁽¹⁾	201	246.508	14,4101	82.168
Décimo ciclo (2020-2023) ⁽²⁾	238	340.537	8,4935	113.512

⁽¹⁾ Incluye 14.330 acciones entregadas al Consejero Delegado como pago parcial del Programa 2015-2018. 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 14.743 acciones entregadas al Consejero Delegado como pago parcial del Programa 2016-2019.

Las acciones adquiridas en el décimo ciclo por los actuales miembros del Comité Ejecutivo, incluyendo al Consejero Delegado, han sido 135.532 acciones.

En atención a este Plan, a 31 de diciembre de 2020 y 2019, 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 0,6 millones de euros.

Adicionalmente, con fecha 31 de mayo de 2020 se ha cumplido el periodo de consolidación del séptimo ciclo del Plan (2017-2020). Como consecuencia de ello, 133 beneficiarios consolidaron derechos a la entrega de un total de 39.780 acciones (29.901 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 16.536 acciones (11.464 acciones una vez descontado el ingreso a cuenta).

ii.) “Planes de Adquisición de Acciones”

Desde 2011 se han puesto en marcha diversos Planes de Adquisición de Acciones aprobados por las Juntas Generales Ordinarias de accionistas de 15 de abril de 2011 (Plan de Adquisición de Acciones 2011-2012), de 31 de mayo de 2012 (Plan de Adquisición de Acciones 2013-2015), de 30 de abril de 2015 (Plan de Adquisición de Acciones 2016-2018) y de 11 de mayo de 2018 (Plan de Adquisición de Acciones 2019-2021).

Estos planes se dirigen a empleados del Grupo en España y permiten a aquéllos 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 2020 el Grupo ha adquirido 1.502.421 acciones (643.458 acciones en 2019) de Repsol, S.A. por importe de 12,2 millones de euros (9,2 millones de euros en 2019) 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 2020 un total de 11.856 acciones.

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

En 2020 se ha puesto en marcha el Plan TU REPSOL, el cual permite 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 mantengan durante un periodo de 2 años y se cumplan el resto de condiciones del Plan.

Los miembros del Comité Ejecutivo han adquirido en el Plan TU REPSOL correspondiente a 2020 un total de 1.830 acciones que, conforme a los términos previstos en el Plan, darán derecho a percibir un total de 915 acciones en febrero de 2023.

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 fijada 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 31 de mayo de 2019 es de 8,5 millones de euros.

Las retribuciones devengadas en el ejercicio 2020 por su pertenencia al Consejo de Administración y con cargo a la mencionada asignación estatutaria han ascendido a 6,937 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

Consejo de Administración	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)							Total
	Consejo	C. Delegada	Consejero Independiente Coordinador	C. Auditoría	C. Nombram.	C. Retribuc.	C. Sostenib.	
Antonio Brufau Niubó ⁽¹⁾	(1)	(1)		—	—	—	—	2.500.000
Josu Jon Imaz San Miguel	176.594	176.594						353.188
Arantza Estefanía Larrañaga	176.594				22.074		44.149	242.817
María Teresa García-Milá Lloveras	176.594			88.297	22.074			286.966
Henri Philippe Reichstul	176.594	176.594						353.188
M ^a del Carmen Ganyet i Cirera	176.594			88.297	22.074	22.074		309.040
Ignacio Martín San Vicente	176.594	176.594						353.188
María Teresa Ballester Fornés	176.594			88.297		22.074		286.966
Manuel Manrique Cecilia	176.594	176.594						353.188
Rene Dahan	176.594	176.594						353.188
José Manuel Loureda Mantiñán	176.594					22.074	44.149	242.817
Mariano Marzo Carpio	176.594		22.074		22.074	22.074	44.149	286.966
Isabel Torremocha Ferrezuelo	176.594			88.297			44.149	309.040
J. Robinson West	176.594	176.594						353.188
Luis Suárez de Lezo Mantilla	176.594	176.594						353.188

Nota: De acuerdo con el sistema aprobado por el Consejo de Administración a propuesta de la Comisión de Retribuciones, el importe a percibir en 2020 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 Nombres; (vi) 22.074 euros por pertenencia a la Comisión de Retribuciones; y (vii) 22.074 euros por la función de Consejero Independiente Coordinador.

⁽¹⁾ El Sr. Brufau cesó en sus funciones ejecutivas el 30 de abril de 2015, aprobando la Junta General de Accionistas en la misma fecha su reelección como Presidente no Ejecutivo del Consejo de Administración y sus nuevas condiciones retributivas, aplicables a partir del 1 de mayo de 2015 consistentes en una retribución fija de 2.500 miles de euros brutos anuales. Adicionalmente, la remuneración en especie y los ingresos a cuenta/retenciones ligados a las retribuciones en especie han ascendido a un total de 0,286 millones de euros.

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, acuerdo conjunto o asociada.
- Los consejeros no ejecutivos únicamente perciben la retribución fija indicada en la tabla anterior y no participan de los sistemas de previsión social financiados por la Compañía para los supuestos de cese, fallecimiento o cualquier otro ni de los planes de incentivos ligados al desempeño de la Compañía, a corto o largo plazo. Respecto del Presidente del Consejo de Administración, véase la nota 1 del cuadro Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración de este apartado.
- Ninguna sociedad del Grupo, acuerdo conjunto o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en el caso del Consejero Delegado, para quien rige los compromisos previstos en su contrato mercantil de prestación de servicios, descrito más adelante.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

En el ejercicio 2020, la retribución devengada por los miembros del Consejo de Administración por el desempeño de puestos y funciones directivas responde al siguiente detalle:

<i>Millones de euros</i>	<i>D. Josu Jon Imaz San Miguel</i>
Remuneración monetaria fija	1,200
Remuneración variable y en especie ⁽¹⁾	1,878

⁽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 séptimo ciclo del Plan de Compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, según se detalla en el apartado 27.3.

Las referidas cantidades no incluyen las detalladas en los apartados c) y d) siguientes.

c) Por su pertenencia a Consejos de Administración de sociedades participadas

Durante el ejercicio 2020 los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no han percibido importe alguno por la pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, acuerdos conjuntos o asociadas.

d) Por aportaciones a planes de pensiones, premio de permanencia y planes de previsión.

El coste incurrido en el ejercicio 2020 por las aportaciones a planes de pensiones, al premio de permanencia, y a planes de previsión del Consejero Delegado en el Grupo asciende a:

	<i>Millones de euros</i>
Josu Jon Imaz San Miguel	0,254

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

El 31 de mayo de 2020 se cumplió el periodo de consolidación del séptimo ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo (ver Nota 27.4.i.). Como consecuencia de ello, D. Josu Jon Imaz consolidó derechos a la entrega de un total de 3.644 acciones brutas, valoradas a un precio de 9,53 euros por acción.

28.2) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2020, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

28.3) Otras operaciones con los administradores

Durante el ejercicio 2020, 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 2018-2021, 2019-2022 y 2020-2023 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, descrito en la Nota 27.

Sin perjuicio de que durante el ejercicio 2020 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 operaciones vinculadas, 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 2020, un total de 9 personas han formado parte del Comité Ejecutivo. Esta calificación, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad dominante (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

A continuación, se detallan las remuneraciones devengadas en 2020 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 2020, la retribución devengada responde al siguiente detalle:

	<i>Millones de euros</i>
Sueldo	5,613
Dietas	0,101
Remuneración Variable ⁽¹⁾	5,379
Remuneraciones en Especie ⁽²⁾	0,585
Plan de previsión de directivos	1,163

⁽¹⁾ Consta de un bono anual y de un bono 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 12.892 acciones brutas adicionales correspondientes al séptimo ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, con un valor de 9,53 euros por acción, equivalente a 122.877 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 ha ascendido a 0,209 millones de euros.

c) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2020, Repsol, S.A. tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,293 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio de 2,1% 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 2020, las indemnizaciones percibidas por parte del personal directivo de la compañía por extinción del contrato y pacto de no concurrencia ascienden a 5,357 millones de euros.

28.6) Otras operaciones con el personal directivo

Durante el ejercicio 2020, 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 2018-2021, 2019-2022 y 2020-2023 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, descrito en la Nota 27.3.

28.7) Seguro de responsabilidad civil

Durante el ejercicio 2020, 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 3,8 millones de euros. La póliza también cubre a las distintas sociedades del Grupo bajo ciertas circunstancias y condiciones.

(29) Información sobre cambio climático y medioambiente

De acuerdo con su compromiso explícito con la transparencia, Repsol elabora su información sobre cambio climático siguiendo las recomendaciones del *Task Force on Climate-Related Financial Disclosures (TCFD)*³², a las que se ha adherido de manera voluntaria. A continuación se informa de los principales aspectos relacionados con el cambio climático que se desarrollan en detalle en el apartado 8.1 del Informe de Gestión consolidado:

- *Estrategia:* Repsol ha hecho 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 CO₂ en el año 2050, en consonancia con los objetivos de la Cumbre de París y los de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas que pretenden limitar el calentamiento del planeta por debajo de los dos grados centígrados respecto a los niveles preindustriales.

Para alcanzar este ambicioso objetivo, se han definido cinco palancas de actuación que han sido integradas en la estrategia de los negocios:

- Eficiencia de las operaciones para la descarbonización de las emisiones *scope* 1 y 2 de los activos operados: implica un proceso continuo de búsqueda de oportunidades en los ámbitos de tecnología, diseño, y procedimientos de operación y mantenimiento, focalizándose en: (i) la eficiencia energética y electrificación del consumo energético y (ii) la reducción de las emisiones provenientes del metano y *flaring*.
- Transformación del portafolio de activos de exploración y producción: centrado en una gestión de cartera basada en la priorización de los activos con un ciclo de vida más corto y menos intensivos en carbono.
- Combustibles de bajo carbono y economía circular: los biocombustibles avanzados, el biogás de residuos orgánicos y los combustibles sintéticos son claves para la descarbonización de segmentos tan importantes como el transporte y la industria. Se dispondrá de una capacidad de producción de biocombustibles sostenibles de 1,3 millones de toneladas en 2025 y de más de 2 millones de toneladas en 2030 de los cuales más del 65% se producirán a partir de residuos, pudiendo alcanzar el 100% para satisfacer las demandas del mercado o de la regulación. También pretende alcanzar una producción renovable equivalente a 400 MW en 2025 y con la ambición de superar 1,2 GW en 2030.

En lo que respecta a la economía circular se implementa en todos los países en los que se opera y en toda su cadena de valor, desde la obtención de materias primas hasta la comercialización de productos y servicios. Adicionalmente, Repsol apuesta por un negocio de productos eficientes con mayor porcentaje de reciclado de su producción de poliolefinas estableciéndose el objetivo de reciclar el equivalente al 10% en 2025 y del 20% en 2030, de su producción.

- Energías renovables: objetivo de 7.500 MW de capacidad de generación de energía de bajas emisiones con un incremento hasta los 15.000 MW en 2030.

³² 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>.

- Nuevos avances tecnológicos y sumideros de carbono: serán elementos fundamentales para un futuro neutro en carbono las tecnologías para la captura, uso y almacenamiento del carbono.
- *Riesgos y oportunidades:* La metodología de identificación de riesgos climáticos se ajusta la utilizada en el Sistema de Gestión Integrado de Riesgos, con un horizonte temporal de cinco años, para poder extender su alcance a 2050 y alinearla con el compromiso de cero emisiones netas. El análisis de riesgos se realiza en el corto, medio y largo plazo:
 - En el horizonte del Plan Estratégico 21-25, aproximadamente un 10% de los riesgos del Grupo analizados guardan una relación estrecha con el cambio climático.
 - En el horizonte 2030, la probabilidad de sufrir impactos negativos por la transición energética es muy baja (menor del 5%); con una probabilidad superior al 95%, existirán oportunidades (eficiencia energética, generación eléctrica renovable, biocombustibles avanzados, hidrógeno renovable, economía circular a medio y largo plazo la captura y almacenamiento de carbono) que contrarrestarán los eventuales impactos de la transición energética.
 - En 2040 y 2050, la exposición de la compañía a los riesgos climáticos es creciente, estimándose una probabilidad razonablemente alta (50%) de que la compañía no sufra impactos negativos, sino positivos, por la transición energética, lo que dependerá de cómo evolucionen las políticas climáticas, el precio del carbono, los costes de abatimiento de las emisiones de gases invernadero, etc. Los principales riesgos (y oportunidades) son:
 - i. Cambios en la cesta de fuentes de energía primaria hacia otras con menor intensidad de carbono, que impliquen la reducción del uso de hidrocarburos.
 - ii. Cambios en los usos finales de la energía que conlleven una reducción de la demanda de los productos comercializados.
 - iii. Cambios regulatorios que afecten a las operaciones y/o a futuras inversiones.
 - iv. Adopción ineficiente o tardía de nuevas prácticas, procesos o tecnologías novedosas o poco maduras.
 - v. Cambios que promuevan la eficiencia en la utilización de los recursos naturales incluyendo la reducción, reutilización y reciclado de productos no energéticos.
 - vi. Potencial dificultad o limitación del Grupo para captar fondos.
 - vii. Deterioro de la reputación de la compañía y/o de la industria.

Una de las principales conclusiones del análisis de riesgos climáticos es que Repsol está más expuesto a los riesgos transicionales que a los físicos. No obstante, se implantan medidas que permitan reducir la exposición a ambos. Los riesgos físicos son aquellos fenómenos climatológicos adversos a los que Repsol está expuesto (huracanes, inundaciones, cambios en el régimen pluviométrico o de temperaturas, etc.), capaces de desencadenar impactos sobre sus actividades.

Por otro lado, la exposición a los riesgos del cambio climático es distinta en cada una de las áreas de negocio de la compañía. Dicha exposición, medida en términos absolutos, se ve influida por el tamaño de cada uno de los negocios. Los más expuestos son las actividades de Exploración y Producción de hidrocarburos y de Refino.

- *Métricas y objetivos:* Para alcanzar la meta de cero emisiones netas en 2050, Repsol ha definido un Indicador de Intensidad de Carbono (IIC) medido en $\text{gCO}_2\text{e}/\text{MJ}^{33}$, para establecer sus objetivos de reducción de emisiones en base al alcance (*scope*) 1+2+3 a lo largo del tiempo y respecto al año base 2016: del 12% en 2025, del 25% en 2030, y del 50% en 2040. En 2050, se estima que se pueda alcanzar al menos el 80% de reducción del IIC con la evolución tecnológica que hoy se puede anticipar y Repsol se compromete a aplicar las mejores tecnologías entonces disponibles para elevar esta cifra, incluyendo la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) y en caso de que ello no fuera suficiente, compensar emisiones mediante reforestación y otras soluciones climáticas

33

El IIC tiene en cuenta en el numerador las emisiones derivadas de la actividad de la compañía (emisiones directas e indirectas derivadas de las operaciones de exploración y producción, refino y química y por generación de energía eléctrica) y las emisiones asociadas al uso de los productos combustibles derivados de nuestra producción de energía primaria (petróleo y gas natural). 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 (Más información en www.repsol.com).

naturales. En 2020 se ha logrado una reducción del 5%, superándose el objetivo inicialmente marcado de 3%. Este valor ha superado ampliamente el objetivo, motivado principalmente por una actividad reducida de los negocios debido al contexto del año.

Adicionalmente, Repsol establece planes de reducción de emisiones de CO₂ equivalente para reducir la intensidad energética y de carbono a través de la eficiencia en sus operaciones. En 2020 ha finalizado su plan de reducción 2014-2020 consiguiendo una reducción de 2,4 Mt CO₂e, por encima del objetivo inicial de 2,1, y ha definido un nuevo plan para el periodo 2021-2025 con el objetivo de conseguir una reducción de 1,5 millones de toneladas de CO₂ adicionales en 2025.

Adicionalmente, existe un objetivo de reducir un 25% la intensidad de las emisiones de metano en los activos operados en 2025 con respecto al 2017. En 2020 ha disminuido la intensidad de metano incluso por debajo del objetivo 2025. Para 2030 se ha asumido un nuevo objetivo de alcanzar una intensidad de metano del 0,2%.

También se ha establecido un objetivo de reducción de las emisiones de CO₂e derivadas de la quema rutinaria de gas de antorcha de un 50% en 2025, referido a los activos operados de E&P y cuya línea base se estableció en 2018. En 2020, se ha incrementado la quema rutinaria de gas antorcha respecto a 2018 debido al aumento de producción en los activos más intensivos de flaring y mejoras en la metodología de medición.

Las emisiones de Gases de Efecto Invernadero de los últimos cinco años han sido:

Mt CO ₂ e (CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O)	2020	2019	2018	2017	2016
Emisiones <i>scope</i> 1 ⁽¹⁾	22,0	24,7	22,0	23,0	24,9
Emisiones <i>scope</i> 2 ⁽²⁾	0,4	0,5	0,4	0,4	0,5
Emisiones <i>scope</i> 3 ⁽³⁾	157	189	194	193	183

⁽¹⁾ *Scope* 1 (emisiones directas derivadas de la actividad de la Compañía).

⁽²⁾ *Scope* 2 (emisiones indirectas asociadas a la compra a terceros de energía eléctrica y vapor).

⁽³⁾ *Scope* 3 (emisiones indirectas asociadas al uso de productos vendidos y a la producción de las materias primas crudo e hidrogeno).

- **Gobernanza:** Toda la organización, negocios y áreas corporativas, y los empleados están involucrados en la consecución de los objetivos de cambio climático. El Consejo de Administración aprueba la estrategia de descarbonización y la política en materia de cambio climático, y trimestralmente realiza el seguimiento del cumplimiento de los objetivos incluidos en el Plan Estratégico, analizando, entre otros, los indicadores relacionados con la Sostenibilidad y la Transición Energética. Sus comisiones de Sostenibilidad, Auditoría y Control y Retribuciones tienen también un papel relevante en el despliegue de la estrategia y política definida por el Consejo.

El Comité Ejecutivo (CE) es el órgano con responsabilidad directa en la gestión de los asuntos relacionados con el cambio climático, las decisiones estratégicas y las líneas de acción. El CE aprueba el Plan Estratégico, los objetivos estratégicos plurianuales y los objetivos anuales de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Los objetivos de Compañía de cambio climático repercuten de forma directa en la retribución variable de todos los empleados.

En el marco de sus compromisos con la descarbonización y transición energética, Repsol ha revisado las principales hipótesis para la evaluación tanto de las futuras inversiones como de los activos existentes. En particular, se han reducido las expectativas de precios futuros de crudo y gas, así como las estimaciones a largo plazo de consumo de productos petrolíferos, y se han revisado al alza los costes por emisiones de CO₂, configurando un escenario alineado con los compromisos asumidos para el cumplimiento de los objetivos climáticos del Acuerdo de París y los de desarrollo sostenible de Naciones Unidas. Estos nuevos escenarios han tenido tanto en 2020 como en 2019 un impacto en la valoración contable de los activos, fundamentalmente en el segmento de *Exploración y Producción de hidrocarburos* (ver Nota 20).

29.1) Derechos de emisión de CO₂

Los derechos de emisión adquiridos se registran como existencias y se valoran inicialmente por su precio de adquisición. Aquellos derechos gratuitos recibidos conforme al régimen de comercio de derechos de emisión para el periodo 2013-2020, son registrados como existencias al valor de mercado vigente al inicio del ejercicio al cual corresponda su expedición, contra un ingreso diferido en concepto de subvención. A medida que se consumen las toneladas de CO₂ correspondientes, dicho ingreso se va imputando a resultados.

No se amortizan, dado que su valor en libros coincide con su valor residual, estando sujetos a análisis de deterioro de valor en función de su valor recuperable (calculado teniendo en cuenta el precio del contrato de referencia en el mercado de futuros ECX-European Climate Exchange).

Por las emisiones de CO₂ realizadas a lo largo del ejercicio se registra un gasto en la línea "Otros 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 (ver Nota 16).

En relación a la estimación del precio de los derechos de emisión de CO₂ para el cálculo del valor recuperable de los activos, véase las Notas 3 y 20.

En Europa, la Directiva *EU Emissions Trading System* (EU-ETS) entró en Fase III el 1 de enero de 2013. En esta fase, que ha finalizado en 2020, se ha producido el final de la asignación gratuita de derechos de emisión de CO₂ a actividades relacionadas con la generación eléctrica, mientras que en otras se han visto reducidas significativamente. La actualización en 2014 de la Directiva EU-ETS confirmó que la actividad de refino y química en Europa era uno de los sectores expuestos a la "fuga de carbono" (*Carbon Leakage*) por lo que ha seguido beneficiándose de la asignación gratuita de derechos de CO₂, cubriendo parcialmente sus déficits.

El movimiento de las provisiones por el consumo de los derechos de emisión de CO₂ (ver Nota 15) en los ejercicios 2020 y 2019 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2020	2019
Saldo al inicio del ejercicio	325	113
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	281	325
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	(325)	(113)
Saldo al cierre del ejercicio	281	325

⁽¹⁾ Corresponde al gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂.

⁽²⁾ Corresponde en 2020 y 2019, a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en los ejercicios 2019 y 2018, respectivamente (ver Nota 11).

Durante los ejercicios 2020 y 2019, las sociedades del Grupo han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 7,7 millones de toneladas de CO₂, conforme al Plan Nacional de Asignación, valorados inicialmente en 189 y 201 millones de euros, respectivamente (ver Nota 11).

El gasto neto por CO₂, ha ascendido a 96 millones de euros en 2020 y a 132 millones de euros en 2019, correspondientes principalmente a las emisiones de CO₂ emitidas por los complejos industriales en España no cubiertas por los derechos de emisión gratuitos.

29.2) Inversión, gastos y provisiones medioambientales³⁴

Las inversiones medioambientales en 2020 han ascendido a 110 millones de euros (44 millones de euros calificadas "*obra en curso*" a 31 de diciembre). Destacan las destinadas a la reducción de las emisiones a la atmósfera, la gestión y optimización del consumo de agua, las relativas a remediación de suelos y las destinadas a cumplir con los compromisos adquiridos por la Compañía respecto a la transición energética (ahorro de energía y aumento de la eficiencia energética). En 2020 destacan de manera singular las realizadas en los complejos industriales: en Refino se han realizado inversiones de mejora de la integración energética de las unidades de producción, de recuperación de hidrógeno y de reducción de emisiones de antorcha, lo que se traduce en ahorros en consumo de combustible, y en Química, se han realizado inversiones que mejoran la eficiencia de las plantas de olefinas e inversiones para el uso de residuos como materia prima.

³⁴ Los conceptos identificados como naturaleza medioambiental, se entienden aquellos cuya finalidad es la de minimizar el impacto medioambiental y la protección y mejora del medioambiente. Los criterios para su valoración se hacen 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 los epígrafes “Aprovisionamientos” y “Otros gastos de explotación”, excluyendo los gastos por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂, (ver apartado anterior), han ascendido a 314 y 94 millones de euros en 2020 y 2019, respectivamente. En 2020 destacan las actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 28 millones de euros en las instalaciones industriales (26 millones de euros en 2019); la gestión del agua por importe de 16 millones de euros (19 millones de euros en 2019) y la gestión de los residuos por importe de 13 millones de euros (17 millones de euros en 2019).

Las provisiones por actuaciones medioambientales³⁵ a 31 de diciembre de 2020 asciende a 87 millones de euros sin que se hayan registrado dotaciones significativas durante el ejercicio. Adicionalmente, el Grupo tiene registradas provisiones por desmantelamiento de campos de sus activos de exploración y producción de hidrocarburos (ver Nota 15).

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 conforme a la Ley de Responsabilidad Ambiental, derivadas todas ellas de hechos accidentales, repentinos e identificables, en línea con las prácticas habituales de la industria y la legislación exigible.

(30) Otra información

30.1) Plantilla³⁶

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2020 asciende a 23.793, distribuidas en las siguientes áreas geográficas: España (16.632), Norteamérica (1.068), Sudamérica (3.831), Europa, África y Brasil (1.818) y Asia y Rusia (444). La plantilla media en el ejercicio 2020 ha ascendido a 24.183 empleados (24.891 empleados en 2019).

A continuación se desglosa la plantilla³⁷ total del Grupo distribuida por categorías profesionales y por géneros a cierre de los ejercicios 2020 y 2019:

	2020		2019	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	196	46	208	55
Jefes Técnicos	1.631	766	1.694	738
Técnicos	6.738	3.626	7.262	4.678
Operarios y subalternos	6.314	4.476	6.266	3.733
Total	14.879	8.914	15.430	9.204

El Grupo Repsol cuenta a 31 diciembre de 2020 con un total de 527 trabajadores con discapacidad (2,21% de la plantilla).

En España en 2020, de acuerdo con el cómputo legal por la Ley general de derechos de las personas con discapacidad y de su inclusión social (LGD), Repsol supera el porcentaje requerido por la legislación, representando un 2,42% de la plantilla, siendo 427 empleados por contratación directa.

30.2) Remuneración a los auditores

Los honorarios por servicios de auditoría, servicios profesionales relacionados con la auditoría y otros servicios 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:

Millones de euros	Auditor principal	
	2020	2019
Servicios de auditoría y relacionados:	7,6	7,8
Servicios de auditoría	6,9	7,1
Servicios profesionales relacionados con la auditoría	0,7	0,7
Servicios fiscales	—	—
Otros servicios	0,1	—
Total⁽⁴⁾	7,7	7,8

³⁵ Repsol provisiona los importes necesarios para prevenir y reparar los efectos causados sobre el medioambiente, cuya estimación se realiza en base a 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.

³⁶ Para más información sobre la plantilla y las políticas de gestión de los empleados véase el apartado 8.2 de Informe de Gestión consolidado.

³⁷ 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.

⁽¹⁾ Los honorarios aprobados en 2020 por servicios de PriceWaterhouseCoopers Auditores, S.L por Servicios de auditoría y relacionados ascienden a 4,9 millones de euros y a 0,7 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, las revisiones limitadas de los estados financieros del Grupo, así como la revisión de la información relativa al Sistema de Control Interno de la Información Financiera del Grupo (SCIIF), cuyo trabajo permite obtener evidencia para la auditoría.

El epígrafe de "*Servicios profesionales relacionados con la auditoría*" incluye, principalmente, 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.

Los Administradores de la Sociedad dominante han obtenido la confirmación de los auditores sobre el cumplimiento, por parte de estos, de los requerimientos de independencia establecidos en la normativa aplicable.

30.3) Otra información anual

Junto con las presentes Cuentas Anuales consolidadas Repsol publica información anual que se encuentra disponible en la página web de Repsol (www.repsol.com):

- Informe de Gestión, que incluye como anexo el Informe Anual de Gobierno Corporativo.
- Medidas alternativas de rendimiento (MAR).
- Informe sobre remuneraciones de consejeros.
- Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.
- Informe de pagos a Administraciones Públicas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

La Oficina de Atención al Accionista se encuentra en la calle Méndez Álvaro número 44 de Madrid y su número de teléfono es el 900.100.100.

(31) Hechos posteriores

El 3 de febrero de 2021, Repsol International Finance B.V. ha comunicado a los bonistas de los bonos subordinados emitidos en marzo de 2015 (ver Nota 6.4) su decisión de amortizar el próximo 25 de marzo el saldo remanente de la emisión (406 millones de euros de importe nominal), lo que supondrá un desembolso estimado de 422 millones euros (incluye nominal e intereses devengados y no pagados hasta dicha fecha).

ANEXO I: Estructura societaria del Grupo

ANEXO IA: Sociedades que configuran el Grupo a 31 de diciembre de 2020

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2020			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾
UPSTREAM								
Agri Development, B.V. ⁽¹⁶⁾	Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.(N.C.)	10,00	6,00	—	—
Akakus Oil Operations, B.V.	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	—	—
ASB Geo	Repsol Exploración, S.A.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	50,01	50,01	1	—
BP Trinidad & Tobago, Llc. ⁽¹⁶⁾	BPRY Caribbean Ventures, Llc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	30,00	—	—
BPRY Caribbean Ventures, Llc. ⁽¹⁵⁾	Repsol Exploración S.A.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	30,00	30,00	303	2.544
Cardón IV, S.A. ⁽¹⁵⁾	Repsol Exploración, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	(508)	3
CSJC Eurotek - Yugra	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	68,30	68,30	37	—
Dubai Marine Areas, Ltd. ⁽⁶⁾	Repsol Exploración S.A.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	2	—
Equion Energia Ltd. ⁽¹⁵⁾	Talisman Colombia Holdco Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	49,00	49,00	591	—
FEHI Holding S.ar.l.	Repsol Exploración, S.A. ⁽²⁰⁾	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	640	182
Fortuna Resources (Sunda) Ltd.	Talisman UK (South East Sumatra) Ltd.	Islas Vírgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	23	—
Guará, B.V. ⁽¹⁶⁾	Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.	25,00	15,00	—	—
MC Alrep, Llc.	AR Oil & Gaz, B.V.	Rusia	Servicios de gestión de empresas del JV	P.E.(N.C.)	100,00	49,00	—	—
Lapa Oil & Gas, B.V. ⁽¹⁶⁾	Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.	25,00	15,00	—	—
Sierracol Energy Arauca, LLC ⁽³²⁾	Repsol International Finance, B.V.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	25,00	25,00	96	86
Paladin Resources Ltd.	TE Holding S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	—	40
Petrocarabobo, S.A.	Repsol Exploración S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	11,00	11,00	67	506
Petroquirquire, S.A. Emp. Mixta ⁽¹⁵⁾	Repsol Exploración S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(N.C.)	40,00	40,00	(1.057)	212
Quirquire Gas, S.A. Emp. Mixta	Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(N.C.)	60,00	60,00	—	—
Repsol Alberta Shale Partnership	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	287	1.383
Repsol Angostura, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Trinidad y Tobago	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	1	34
Repsol Bulgaria Khan Kubrat, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	9	—
Repsol Canada Energy Partnership	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	231	1.246
Repsol Ductos Colombia, S.A.S.	Talisman Colombia Holdco Ltd.	Colombia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	64	3
Repsol E&P Bolivia, S.A.	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	598	2
Repsol E&P Eurasia, Llc.	Repsol Exploración S.A.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,99	99,99	—	5
Repsol E&P USA, Inc.	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.621	2.679
Repsol E&P USA Holdings, Inc.	Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.575	1.542
Repsol Ecuador, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	41	5
Repsol Energy North America Corporation	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	(527)	233
Repsol Exploración 17, B.V.	Repsol S.A. ⁽³⁰⁾	Países Bajos	Sociedad de Cartera	I.G.	100,00	100,00	2.001	1
Repsol Exploración 405A, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	26	—
Repsol Exploración Aitoloakarnania, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	—
Repsol Exploración Argelia, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	154	4
Repsol Exploración Aru, S.L.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	—	—
Repsol Exploración Atlas, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	4
Repsol Exploración Colombia, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	64	2
Repsol Exploración Gharb, S.A. ⁽¹⁴⁾	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	8	—

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2020			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾
Repsol Exploración Guinea, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	—
Repsol Exploración Guyana, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	24	—
Repsol Exploración Ioannina, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	17	—
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	15	—
Repsol Exploración Jamaica, S.A.	Repsol Exploración 17, B.V. ⁽²⁷⁾	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.623	—
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	51	131
Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	7	—
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	Repsol Exploración S.A.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	146	181
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Repsol Exploración Jamaica, S.A. ⁽²⁸⁾	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	292	8
Repsol Exploración Perú, S.A.	Repsol Exploración Jamaica, S.A. ⁽²⁸⁾	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	306	21
Repsol Exploración South East Jambi B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4	—
Repsol Exploración South Sakakemang, S.L.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	2
Repsol Exploración Tanfit, S.L.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	15	3
Repsol Exploración Tobago, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5	—
Repsol Exploración West Papúa IV, S.L.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	—	—
Repsol Exploración, S.A.	Repsol S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	6.212	25
Repsol Exploração Brasil, Ltda.	Repsol S.A. ⁽³⁰⁾	Brasil	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.618	904
Repsol Greece Ionian, S.L.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	6	—
Repsol Groundbirch Partnership	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	212
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	357	194
Repsol Libreville, S.A. avec A.G.	Repsol Exploración S.A.	Gabón	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹³⁾	I.G.	100,00	100,00	(10)	62
Repsol LNG Holdings, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	23	2
Repsol Norge, AS	Repsol Exploración S.A.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	300	—
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	Repsol Ecuador, S.A.	España	para transporte de hidrocarburos	I.G.	100,00	99,99	64	—
Repsol Offshore E & P USA, Inc.	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	10	27
Repsol Oil & Gas Australia (JPDA 06-105) Pty Ltd.	Paladin Resources Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	133
Repsol Oil & Gas Australasia Pty Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Australia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	—	62
Repsol Oil & Gas Canada, Inc. ⁽¹⁰⁾	Repsol Energy Resources Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3.607	6.143
Repsol Oil & Gas Gulf of Mexico, LLC	Repsol E&P USA Holdings, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	397	—
Repsol Oil & Gas Holdings USA Inc.	FEHI Holding S.a.r.l.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4.067	1.754
Repsol Oil & Gas Malaysia (PM3) Ltd.	Fortuna International Petroleum Corporation	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(17)	10
Repsol Oil & Gas Malaysia Ltd.	Fortuna International Petroleum Corporation	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	156	—
Repsol Oil & Gas USA LLC.	Repsol E&P USA Holdings Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(8)	1.649
Repsol Oil & Gas Vietnam 07/03 Pty Ltd	Repsol Exploración, S.A.	Vietnam	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13	—
Repsol Oriente Medio, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	67	—
Repsol Services México, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	8	7
Repsol Servicios Colombia, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	—
Repsol Sinopec Brasil, S.A. ⁽¹⁵⁾	Repsol Exploración 17, B.V. ⁽²⁷⁾	Brasil	Explotación y comercialización de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	60,01	60,01	6.666	2.003
Repsol Sinopec Resources UK Ltd. ⁽¹⁵⁾	Talisman Colombia Holdco Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	51,00	51,00	1.125	4.023
Repsol Suroriente Ecuador, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	2

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2020			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾
Repsol U.K., Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5	30
Repsol USA Holdings Corporation	Repsol Exploración S.A.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4.259	4.409
Repsol Venezuela, S.A.	Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	132	653
Saneco	AR Oil & Gaz, B.V.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	49,00	17	—
SC Repsol Baicoi, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	7	50
SC Repsol Pitesti, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	7
SC Repsol Targoviste, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	3	44
SC Repsol Targu Jiu, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	5
Talisman (Asia) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(129)	—
Talisman (Block K 39) B.V.	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(1)	—
Repsol Colombia Oil & Gas Limited	Repsol Exploración, S.A.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	557	1.447
Repsol Corridor, S.A. ⁽³⁴⁾	Fortuna International (Barbados), Inc	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	215	38
Talisman (Jambi Merang) Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	4	66
Talisman (Sageri) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(78)	—
Talisman (Sumatra) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	—
Talisman (Vietnam 133 & 134) Ltd.	Repsol Exploración, S.A.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	—	29
Talisman (Vietnam 15-2/01) Ltd.	Repsol Exploración, S.A.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	21	176
Repsol Andaman B.V. ⁽²³⁾	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	32	—
Talisman Colombia Holdco Ltd.	Repsol Exploración, S.A.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.099	1.738
Talisman East Jabung B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	—
Repsol Perpetual Norge, A.S.	Talisman Perpetual (Norway) Ltd.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	1
Talisman Resources (Bahamas) Ltd.	Paladin Resources Ltd.	Bahama:	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	—
Talisman Resources (North West Java) Ltd.	Talisman UK (South East Sumatra) Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	31	—
Repsol Sakakemang B.V. ⁽²²⁾	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	101	—
Talisman South Sageri B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	—
Repsol Transgasindo, S.á.r.l. ⁽³³⁾	Fortuna International (Barbados), Inc.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(38)	24
Talisman UK (South East Sumatra) Ltd.	Paladin Resources, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	19	—
Talisman Vietnam Ltd.	Fortuna International Petroleum Corporation	Barbado	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	8	—
Talisman Vietnam 07/03 B.V.	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	—
Talisman Vietnam 07/03-CRD Corporation LLC	Talisman International Holdings, B.V.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5	—
Talisman Vietnam 135-136 B.V.	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	—
Talisman Vietnam 146-147 B.V.	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	—	—
TNO (Tafnefteodacha)	AR Oil & Gaz, B.V.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	99,57	48,79	47	—
Transportadora Sulbrasileira de Gas, S.A.	Tucunará Empreendimentos e Participações, Ltda.	Brasil	Construcción y explotación de un gasoducto	P.E.(N.C.)	25,00	25,00	—	10
Transworld Petroleum (U.K.)	Repsol Sinopec North Sea Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	—	—
Triad Oil Manitoba Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	5	—
YPFB Andina, S.A. ⁽¹⁵⁾	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	48,33	48,33	714	144
YPFB Transierra, S.A. ⁽¹⁶⁾	YPFB Andina, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos por gasoducto y oleoducto	P.E.	44,50	21,51	—	—
504744 Alberta Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(6)	—
7308051 Canada Ltd	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	98	267

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2020				
					%		Millones de Euros		
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
8441251 Canada Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	14	14	
8787352 Canada Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	2	
Vung May 156-159 Vietnam B.V.	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	—	—	
INDUSTRIAL									
Asfaltos Españoles, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Asfaltos	(4)	50,00	49,99	35	9	
Cogeneración Gequisa, S.A. ⁽¹⁴⁾	General Química	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	19,50	6	2	
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Prestación de servicios marítimos	I.G.	100,00	99,19	6	—	
Dynasol Altamira, S.A. de C.V. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Prestación de servicios	P.E.(N.C.)	100,00	50,00	5	—	
Dynasol China, S.A. de C.V. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V.	México	Prestación de servicios	P.E.(N.C.)	99,99	49,99	17	18	
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V.	México	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.(N.C.)	100,00	50,00	98	30	
Dynasol Elastómeros, S.A.U. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Gestión, S.L.	España	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.(N.C.)	100,00	50,00	115	17	
Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V. ⁽¹⁴⁾	Repsol Química, S.A.	México	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.	50,00	50,00	208	171	
Dynasol Gestión, S.L.	Repsol Química, S.A.	España	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.	50,00	50,00	198	42	
Dynasol, LLC. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Gestión, S.L.	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.(N.C.)	100,00	50,00	21	9	
Energía Distribuida del Norte, S.A. ⁽⁵⁾	Petróleos del Norte, S.A.	España	Construcción y explotación de una refinería de petróleo	I.G.	100,00	100,00	—	—	
General Química, S.A.U. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Gestión, S.L.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	P.E.(N.C.)	100,00	50,00	70	6	
Grupo Repsol del Perú, S.A.C.	Repsol Perú B.V.	Perú	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	2	—	
Iberian Lube Base Oil Company, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Desarrollo y producción de bases lubricantes	(4)	30,00	29,99	241	180	
Industrias Negromex, S.A. de C.V. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V.	México	Fabricación de hules sintéticos	P.E.	99,99	49,99	85	46	
Insa Altamira, S.A. de C.V. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V.	México	Suministro de personal permanente	P.E.(N.C.)	99,99	49,99	2	—	
Insa Gpro (Nanjing), Synthetic Rubber Co., Ltd. ⁽¹⁴⁾	Dynasol China, S.A. de C.V.	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético	P.E.(N.C.)	50,00	24,99	6	1	
Liaoning North Dynasol Synthetic Rubber Co., Ltd. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Gestión, S.L.	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético	P.E.(N.C.)	50,00	25,00	17	96	
Petróleos del Norte, S.A.	Repsol Exploración Caribe, S.L. ⁽²⁹⁾	España	Construcción y explotación de una refinería de petróleo	I.G.	85,98	85,98	1.223	121	
Petronor Innovación, S.L.	Petróleos del Norte, S.A.	España	Actividades de investigación	I.G.	100,00	85,98	—	—	
Polidux, S.A.	Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	19	17	
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Repsol Perú B.V.	Perú	Refino y comercialización de hidrocarburos.	I.G.	92,42	92,42	462	605	
Repsol Canada, Ltd. General Partner	Repsol Exploración S.A.	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	2	—	
Repsol Comercial, S.A.C.	Refinería La Pampilla S.A.A.	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	100,00	92,42	69	68	
Repsol Customer Centric, S.L. ⁽²⁴⁾	Repsol S.A. ⁽²⁵⁾	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	2.492	—	
Relkia Distribuidora de Electricidad, S.L.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Distribución de energía eléctrica	I.G.	100,00	99,97	11	—	
Repsol Energy Perú, S.A.C.	Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Venta de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos y productos conexos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	92,42	1	—	
Repsol Exploración Caribe, S.L.	Repsol S.A. ⁽³⁰⁾	España	Sociedad de Cartera	I.G.	100,00	100,00	6.127	—	
Repsol Marketing, S.A.C.	Repsol Perú B.V.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	14	3	
Repsol Perú, B.V.	Repsol S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	358	316	
Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Exploración Caribe, S.L. ⁽²⁹⁾	España	Importación de productos y explotación de refinerías	I.G.	99,97	99,97	3.692	218	
Repsol Polímeros, Unipessoal, LDA	Repsol Química, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	225	62	
Repsol Química, S.A.	Repsol Exploración Caribe, S.L. ⁽²⁹⁾	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	1.235	60	
Repsol St. John LNG, S.L.	Repsol LNG Holding, S.A.	España	Realización de estudios del sector ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	1	—	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2020			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾
Repsol Trading Perú, S.A.C.	Repsol Trading, S.A.	Perú	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	6	8
Repsol Trading Singapore Pte., Ltd.	Repsol Trading, S.A.	Singapur	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	(43)	—
Repsol Trading USA Corporation	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	(160)	—
Repsol Trading, S.A.	Repsol Exploración Caribe, S.L. ⁽²⁹⁾	España	Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00	438	—
Saint John LNG Development Company, Ltd.	Repsol St. John LNG, S.L.	Canadá	Proyecto de inversión planta de licuefacción en Canadá ⁽¹⁴⁾	I.G.	100,00	100,00	—	3
Servicios de Seguridad Mancomunados, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Seguridad	I.G.	100,00	99,98	1	—
COMERCIAL Y RENOVABLES								
Abastecimentos e Serviços de Aviação, Lda.	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	—	—
Agrícola Comercial del Valle de Santo Domingo, S.A.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	20,00	20,00	1	—
Air Miles España, S.A. ⁽¹⁴⁾	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Programa Travel Club. Servicios de fidelización	P.E.	26,67	25,78	12	—
Alectoris Energía Sostenible 1, S.L.	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	6	—
Alectoris Energía Sostenible 3, S.L.	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	5	—
Ampere Power Energy, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Fabricación y venta de acumuladores de energía	P.E.	7,18	7,18	5	1
Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Arco Energía 1, S.L.U.	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto solar	I.G.	100,00	100,00	—	—
Arco Energía 2, S.L.U.	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto solar	I.G.	100,00	100,00	—	—
Arco Energía 3, S.L.U.	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto solar	I.G.	100,00	100,00	—	—
Arco Energía 4, S.L.U.	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto solar	I.G.	100,00	100,00	—	—
Arco Energía 5, S.L.U.	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto solar	I.G.	100,00	100,00	—	—
Arteche y García, S.L. ⁽¹⁴⁾	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	100,00	96,68	—	—
Autoservicio Sargento, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Instalación y explotación de estaciones de servicio	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	1	—
Bardahl de México, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	40,00	40,00	59	—
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.	18,89	18,89	4	1
Belmont Technology Inc., S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Plataforma de Software y asistencia virtual en geociencia e ingeniería de reservorios basada en inteligencia artificial.	P.E.	9,87	9,87	(1)	6
Benzirep-Vall, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	100,00	96,68	—	—
Boalar Energías, S.L.U ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto solar	I.G.	100,00	100,00	—	—
Caigaste - Gestao de Areas de Serviço, Lda.	GESPOST	Portugal	Explotación y gestión de estaciones de servicio	P.E.	50,00	50,00	—	—
Camps Estaciones de Servicio, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Explotación y gestión de estaciones de servicio	I.G.	100,00	96,68	93	8
Carburants i Derivats, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Andorra	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	33,25	32,15	2	—
CI Repsol Aviación Colombia, S.A.S.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Colombia	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	—	—
Combustibles Sureños, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	—	—
Compañía Anónima de Revisiones y Servicios, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	95,00	91,85	3	1
Desarrollo Eólico Las Majas VII, S.L.	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	1	—
Desarrollos Eólicos El Saladar, S.L.U ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Desarrollo Eólico Las Majas VIII, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Desarrollo Eólico Las Majas XIV, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Desarrollo Eólico Las Majas XV, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2020			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾
Desarrollo Eólico Las Majas XXVII, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Desarrollo Eólico Las Majas XXXI, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Distribuidora Andalucía Oriental, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	P.E.(N.C.)	50,00	48,34	2	1
Distribuidora de Petróleos, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	I.G.	85,00	82,18	—	—
Endomexicana Renta y Servicios, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	40,00	40,00	1	—
Energías Renovables de Cilene, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Energías Renovables de Dione, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Energías Renovables de Lisitea, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Energías Renovables de Polux, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Energías Renovables de Gladiateur 18, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Energías Renovables de Hidra, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Energías Renovables de Kore, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Energy Express S.L.U. ⁽¹⁴⁾	Societat Catalana de Petrolis, S.A.	España	Explotación y gestión de estaciones de servicio	I.G.	100,00	91,89	6	1
Estación de Servicio Bahía Asunción, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	1	—
Estación de Servicio Barajas, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	96,00	92,81	3	1
Solar Fotovoltaica Villena, S.L. ⁽¹⁷⁾	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽¹⁸⁾	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	I.G.	100,00	96,68	—	—
Eólica del Tatal SpA ⁽⁵⁾	Repsol Chile, S.A.	Chile	Proyecto eólico	P.E.(N.C.)	15,00	15,00	—	—
Estación de Servicio Montsia, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	P.E.(N.C.)	50,00	48,34	—	—
Ezzing Renewable Energies S.L.	Repsol Energy Ventures S.A.	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	P.E.	22,22	22,22	1	—
Finboot Ltd.	Repsol Energy Ventures S.A.	Reino Unido	aplicación en los sectores de la energía, retail y automoción	P.E.	8,41	8,41	—	—
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XI, S.L.	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	1	—
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XII, S.L.	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	1	—
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa V, S.L.	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	1	—
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa VI, S.L.	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XIII, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XIV, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XVIII, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XX, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Generación Eólica El Vedado, S.L.	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	1	—
Generación y Suministro de Energía, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	1	—
Gestão e Admin. de Postos de Abastecimento, Unipessoal, Lda. GESPOST	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	8	2
Gestión de Puntos de Venta GESPEVESA, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Gestión de Estaciones de Servicio	P.E.(N.C.)	50,00	48,34	51	39
Gutsa Servicios, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Explotación y gestión de estaciones de servicio	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	—	—
Hispánica de Desarrollos Energéticos Sostenibles, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	3	—
Iberen Renovables, S.A.	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	4	4
Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.U. ⁽²⁶⁾	España	Explotación de puntos de recarga de vehículos eléctricos	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	1	3
Klikin Deals Spain, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Gestión de clientes y de marketing de productos petrolíferos	I.G.	100,00	96,68	3	1
LGA – Logística Global de Aviação, LDA. ⁽⁵⁾	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Transporte de productos petrolíferos de aviación	P.E.	20,00	20,00	—	1

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2020				
					%		Millones de Euros		
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
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.	12,52	12,52	4	2	
Natural Power Development, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—	
OGCI Climate Investments, Lp.	Repsol Energy Ventures S.A.	Reino Unido	Desarrollo de tecnología	P.E.	9,09	9,09	136	207	
Palmira Market, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Supermercados y tiendas	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	1	—	
Perseo Biotechnology S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Energy Ventures S.A.	España	Fabricación, distribución y venta de biocombustibles	P.E.	24,99	24,99	—	—	
PT Pacific Lubritama Indonesia	United Oil Comany Pte. Ltd	Singapur	Producción y distribución de lubricantes	P.E.	95,00	38,00	19	7	
Recreus Industries S.L.	Repsol Energy Ventures S.A.	España	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	16,67	16,67	1	—	
Régsiti Comercializadora Regulada, S.L.U.	Repsol Electricidad y Gas, S.A.	España	Comercialización de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	(4)	1	
Renovacyl, S.A.	Iberen Renovables, S.A.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	1	
Repsol Butano, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.U. ⁽²⁶⁾	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	200	59	
Repsol Chile, S.A.	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽¹⁹⁾	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	23	20	
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.U. ⁽²⁶⁾	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	99,79	96,68	1.114	335	
Repsol Comercializadora de Electricidad y Gas, S.L.U.	Repsol Customer Centric, S.L.U. ⁽²⁶⁾	España	Comercialización de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	105	1	
Repsol Directo, Lda.	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	3	2	
Repsol Directo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	96,68	5	—	
Repsol Downstream México, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	I.G.	100,00	99,97	47	91	
Repsol Energy Ventures, S.A.	Repsol Technology and Ventures, S.L.U.	España	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	26	2	
Repsol Exploration Advanced Services, AG	Repsol Exploración S.A.	Suiza	Sociedad prestadora de servicios de recursos humanos	I.G.	100,00	100,00	1	—	
Repsol Gas Portugal, Unipessoal, LDA	Repsol Butano, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	27	3	
Repsol Generación Eléctrica, S.L.U.	Repsol Electricidad y Gas, S.A.	España	Generación de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	849	523	
Repsol Ibereólica Renovables Chile SpA ⁽⁵⁾	Repsol Chile, S.A.	Chile	Proyecto eólico	P.E.	50,00	50,00	—	—	
Repsol Italia, SpA	Repsol S.A.	Italia	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	(4)	2	
Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	Repsol S.A. ⁽³⁰⁾	España	Fabricación y comercialización de derivados del petróleo	I.G.	100,00	99,97	81	5	
Repsol Lubrificantes e Especialidades Brasil Participações, Ltda.	Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	Brasil	Producción y comercialización de lubricantes	I.G.	100,00	100,00	—	2	
Repsol Mar de Cortés, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	17	1	
Repsol Mar de Cortés Estaciones de Servicio, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	1	—	
Repsol Marketing France, S.A.S.U.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Francia	Comercialización de productos petrolíferos.	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Repsol Maroc, S.A. ⁽⁶⁾	Repsol Butano, S.A.	Marruecos	Comercialización de GLP	P.E.	99,96	99,96	—	1	
Repsol Electricidad y Gas, S.A. ⁽²³⁾	Repsol S.A.	España	Fabricación, distribución y venta de biocombustibles	I.G.	100,00	100,00	1.337	1	
Repsol Portuguesa, Lda	Repsol S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	181	118	
Repsol Renovables, S.L.U.	Repsol Electricidad y Gas, S.A.	España	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	76	—	
Rocsole OY	Repsol Energy Ventures S.A.	Finlandia	Desarrollo de tecnología	P.E.	13,93	13,93	1	7	
Servicios Logísticos Combustibles de Aviación, S.L.	Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Transporte de productos petrolíferos de aviación	P.E.(N.C.)	50,00	49,29	18	4	
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda.	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	—	—	
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	94,94	91,89	—	6	
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	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.	100,00	96,68	54	26	
Soluciones Tecnológicas de Energías Verdes, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Sorbwater Technology, A.S.	Repsol Energy Ventures S.A.	Noruega	Gestión de agua y tecnología de tratamiento de agua en E&P	P.E.	30,78	30,78	—	9	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2020				
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Millones de Euros		
							%	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾
Terminales Canarios, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	P.E.(N.C.)	50,00	48,34	22	20	
Tramperase, S.L.	Repsol Renovables, S.L.U	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	I.G.	100,00	100,00	2	—	
United Oil Comany Pte. Ltd	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Singapur	Producción y distribución de lubricantes	P.E.	40,00	40,00	25	9	
Valdesolar Hive, S.L.	Repsol Renovables, S.L.U	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	I.G.	100,00	100,00	6	—	
WIB Advance Mobility, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Alquiler de vehículos compartidos en ciudad.	P.E.(N.C.)	50,00	48,34	2	—	
Windplus, S.A.	Repsol Renovables, S.L.U	Portugal	Desarrollo de tecnología para generación eólica	P.E.	14,82	13,63	4	2	
CORPORACIÓN									
Albatros, S.à.r.L.	Repsol S.A.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	3.909	—	
AR Oil & Gaz, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	49,00	49,00	460	—	
Edwards Gas Services LLC	Repsol Oil & Gas USA LLC.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	85	108	
Fortuna International (Barbados) Inc. (13)	Talisman International (Luxembourg), S.a.r.l.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	38	62	
Fortuna International Petroleum Corporation	Repsol Exploración, S.A.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	150	148	
Gaviota RE, S.A. (7)	Albatros, S.a.r.l.	Luxemburgo	Seguros y reaseguros.	I.G.	100,00	100,00	325	1	
Greenstone Assurance, Ltd.	Gaviota RE, S.A.	Islas Bermudas	Seguros y reaseguros (sociedad en situación de "run-off") (11)	I.G.	100,00	100,00	2	9	
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Repsol OCP de Ecuador, S.A.	Islas Caimán	Sociedad de cartera	P.E.	29,66	29,66	131	82	
Oleum Insurance Company Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Barbados	Seguros y reaseguros (sociedad en situación de "run-off") (11)	I.G.	100,00	100,00	1	—	
Repsol Bolivia, S.A.	Repsol Exploración Jamaica, S.A. (28)	Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	316	13	
Repsol Downstream Internacional, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.U (26)	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	275	—	
Repsol Gestión de Divisa, S.L.	Repsol S.A.	España	Financiera	I.G.	100,00	100,00	456	—	
Repsol International Finance, B.V.	Repsol S.A.	Países Bajos	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	671	301	
Repsol Oil & Gas RTS Sdn.Bhd.	Repsol Exploración, S.A.	Malasia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	1	17	
Repsol Oil & Gas SEA Pte. Ltd.	Repsol Exploración, S.A.	Singapur	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	5	4	
Repsol Services Company	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Prestación de servicios	I.G.	100,00	100,00	21	36	
Repsol Sinopec Brasil, B.V. (35)	Repsol Exploração Brasil, Ltda. (31)	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	60,00	60,00	—	—	
Repsol Technology and Ventures, S.L.U	Repsol S.A.	España	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	26	—	
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	Repsol S.A.	España	Financiera	I.G.	100,00	100,00	359	—	
Talisman International (Luxembourg), S.a.r.l.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.203	62	
Talisman International Holdings B.V.	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	221	596	
Talisman Perpetual (Norway) Ltd.	TE Holding S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera (11)	I.G.	100,00	100,00	—	1	
TE Holding S.ar.l.	Albatros, S.À.R.L.(21)	Luxemburgo	Sociedad de cartera y financiera	I.G.	100,00	100,00	3.525	3.781	

(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 IC) 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 2020 (ver Anexo Ib)..

(6) Sociedad en proceso de liquidación.

(7) Esta sociedad posee participación minoritaria en la sociedad Oil Insurance, Ltd (5,43%), domiciliadas en Bermudas.

(8) Esta sociedad, constituida legalmente en Bahamas, está domiciliada fiscalmente en Reino Unido.

(9) Estas sociedades, constituidas legalmente en Islas Vírgenes Británicas, están domiciliadas fiscalmente en Reino Unido.

(10) Esta sociedad es la matriz de Repsol Groundbitch Partnership, domiciliada en Estados Unidos.

(11) Sociedad sin actividad.

(12) Esta sociedad anteriormente se denominaba Puma Energy Perú, S.A.C.

(13) Estas sociedades, constituidas legalmente en Barbados, están domiciliadas fiscalmente en Países Bajos.

(14) Los datos de Capital Social y Patrimonio Neto corresponden al 2019.

- ⁽¹⁵⁾ El patrimonio neto se corresponde con el valor del subgrupo consolidado.
- ⁽¹⁶⁾ Valor patrimonial incluido en su matriz.
- ⁽¹⁷⁾ Esta Sociedad se denominaba anteriormente Estaciones de Servicio El Robledo, S.L.U.” El cambio tuvo lugar en Julio 2020.
- ⁽¹⁸⁾ La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A. El cambio tuvo lugar en Julio 2020.
- ⁽¹⁹⁾ La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol S.A. El cambio tuvo lugar en Agosto 2020.
- ⁽²⁰⁾ La matriz de esta sociedad anteriormente era TE Holding, S.a.r.l.. El cambio tuvo lugar en Agosto 2020.
- ⁽²¹⁾ La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Oil & Gas Canada, Inc. El cambio tuvo lugar en Agosto 2020.
- ⁽²²⁾ Esta Sociedad se denominaba anteriormente Talisman Sakakemang, B.V. El cambio tuvo lugar en Octubre 2020.
- ⁽²³⁾ Esta Sociedad se denominaba anteriormente Talisman Andaman, B.V. El cambio tuvo lugar en Octubre 2020.
- ⁽²⁴⁾ Esta Sociedad se denominaba anteriormente Bios Avanzados Tratados del Mediterráneo, S.L. El cambio tuvo lugar en Noviembre 2020.
- ⁽²⁵⁾ La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Petróleo S.A. El cambio tuvo lugar en Noviembre 2020.
- ⁽²⁶⁾ La matriz de estas sociedades ha cambiado a ser Repsol Customer Centric, S.L.U. El cambio tuvo lugar en Diciembre 2020.
- ⁽²⁷⁾ La matriz de estas sociedades ha cambiado a ser Repsol Exploración 17, B.V.. El cambio tuvo lugar en Diciembre 2020.
- ⁽²⁸⁾ La matriz de estas sociedades ha cambiado a ser Repsol Exploración Jamaica, S.A. El cambio tuvo lugar en Diciembre 2020.
- ⁽²⁹⁾ La matriz de estas sociedades ha cambiado a ser Repsol Exploración Caribe, S.L. El cambio tuvo lugar en Diciembre 2020.
- ⁽³⁰⁾ La matriz de estas sociedades ha cambiado a ser Repsol S.A. El cambio tuvo lugar en Diciembre 2020.
- ⁽³¹⁾ La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Sinopec Brasil, S.A. El cambio tuvo lugar en Noviembre 2020.
- ⁽³²⁾ Esta Sociedad se denominaba anteriormente Occidental de Colombia LLC. El cambio tuvo lugar en Octubre 2020.
- ⁽³³⁾ Talisman Transgasindo Ltd. (sociedad constituida en Barbados y con residencia fiscal en Países Bajos), ha sido migrada (societaria y fiscal) a Luxemburgo, denominándose ahora Repsol Transgasindo S.à.r.l.”
- ⁽³⁴⁾ Talisman Corridor Ltd. (sociedad constituida en Barbados y con residencia fiscal en Países Bajos), ha sido migrada (societaria y fiscal) a España, denominándose ahora Repsol Corridor, S.A
- ⁽³⁵⁾ El valor patrimonial se incluye conjuntamente con Repsol Sinopec Brasil, S.A. (ver nota 13).

ANEXO IB: Principales variaciones del perímetro de consolidación

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020

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⁾	2020	
						% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
LGA – Logística Global de Aviação, LDA.	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A	Adquisición	Enero 2020	P.E.	20,00 %	20,00 %
Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Boalar Energías, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Desarrollos Eólicos El Saladar, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Desarrollo Eólico Las Majas VIII, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Desarrollo Eólico Las Majas XIV, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Desarrollo Eólico Las Majas XV, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Desarrollo Eólico Las Majas XXVII, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Desarrollo Eólico Las Majas XXXI, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Energías Renovables de Cilene, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Energías Renovables de Gladiateur 18, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Energías Renovables de Hidra, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Energías Renovables de Kore, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XIII, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XIV, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XVIII, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XX, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Generación y Suministro de Energía, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Hispanica de Desarrollos Energéticos Sostenibles, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Natural Power Development, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Soluciones Tecnológicas de Energías Verdes, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Finboot Ltd.	Reino Unido	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento part	Marzo 2020	P.E.	0,07 %	8,41 %
Klikin Deals Spain, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento part	Abril 2020	P.E.	0,73 %	70,73 %
Energía Distribuida del Norte, S.A.	España	Petróleos del Norte, S.A.	Constitución	Abril 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Rocsole OY	Finlandia	Repsol Energy Ventures S.A.	Aumento part	Mayo 2020	P.E.	1,43 %	13,93 %
Energías Renovables de Dione, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Junio 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Energías Renovables de Lisitea, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Junio 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Energías Renovables de Polux, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Junio 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Iberólica Renovables	Chile	Repsol Chile S.A	Adquisición	Octubre 2020	P.E.	50,00 %	50,00 %
Eólica del Tatal SpA	Chile	Repsol Chile, S.A.	Adquisición	Octubre 2020	P.E.	15,00 %	15,00 %
Klikin Deals Spain, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A	Aumento part	Diciembre 2020	I.G.	29,27 %	100,00 %
Perseo Biotechnology S.L.U.	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Adquisición	Diciembre 2020	P.E.	24,99 %	24,99 %

⁽¹⁾ Método de consolidación: I.G.: Integración global.

⁽²⁾ P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos se identifican como "N.C.". 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⁾	2020		Beneficio / (Pérdida) generado (Millones de euros)
						% derechos de voto enajenados o dados de baja	% derechos de voto totales tras la enajenación	
Repsol Exploración East Bula, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Enero 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Repsol Exploración Seram, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	Enero 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Foreland Oil, Ltd.	Islas Vírgenes Británicas	Rift Oil, Ltd.	Enajenación	Enero 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	Nota (2)
Repsol Oil & Gas Papua Pty, Ltd.	Australia	Repsol Oil & Gas Niugini Pty Ltd.	Enajenación	Enero 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	Nota (2)
Repsol Oil & Gas Niugini Pty, Ltd.	Australia	Talisman International Holdings, B.V.	Enajenación	Enero 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	Nota (2)
Repsol Oil & Gas Niugini Kimu Alpha Pty, Ltd.	Australia	Repsol Oil & Gas Niugini Ltd.	Enajenación	Enero 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	Nota (2)
Repsol Oil & Gas Niugini Kimu Beta, Ltd.	Papúa Nueva Guinea	Repsol Oil & Gas Niugini Ltd.	Enajenación	Enero 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	Nota (2)
Repsol Oil & Gas Niugini, Ltd.	Papúa Nueva Guinea	Repsol Oil & Gas Papua Pty, Ltd.	Enajenación	Enero 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	Nota (2)
Rift Oil, Ltd.	Reino Unido	Talisman International Holdings, B.V.	Enajenación	Enero 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	Nota (2)
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Disminución part	Febrero 2020	P.E.	0,58 %	70,20 %	1
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Disminución part	Abril 2020	P.E.	1,00 %	69,20 %	3
Repsol Louisiana Corporation	Estados Unidos	Repsol USA Holdings Corporation	Liquidación	Abril 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Repsol Exploration Australia Pty, Ltd.	Australia	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Abril 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Nanogap Sub n-m Powder S.A.	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Disminución part	Mayo 2020	P.E.	0,10 %	12,52%	0
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures S.A.	Disminución part	Mayo 2020	P.E.	4,49 %	16,08 %	0
Repsol Exploración Cendrawasih III, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Mayo 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Talisman (Block K 9) B.V.	Países Bajos	Talisman Global Holdings, B.V.	Liquidación	Junio 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Begas Motor, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	Junio 2020	P.E.	4,23 %	23,70 %	0
Gas Natural West África S.L.	España	Repsol LNG Holding, S.A.	Liquidación	Julio 2020	P.E.	60,00 %	0,00 %	0
Repsol Angola 35, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Julio 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Begas Motor, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	Julio 2020	P.E.	4,81 %	18,89 %	0
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures S.A.	Disminución part	Septiembre 2020	P.E.	0,18 %	15,90 %	0
Windplus, S.A.	Portugal	Repsol Renovables, S.L.U	Disminución part	Octubre 2020	P.E.	5,77 %	13,63 %	0
Repsol Angola 22, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Octubre 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Repsol Angola 37, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Octubre 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Repsol Aruba, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Diciembre 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Repsol Exploración Cendrawasih I, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Diciembre 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Repsol Corridor B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Diciembre 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Talisman Banyumas B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	Diciembre 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Repsol Exploración Cendrawasih IV, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	Diciembre 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Repsol Bulgaria, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	Diciembre 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	0

Talisman (Algeria), B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	Diciembre 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Principle Power (Europe), Ltd.	Reino Unido	Producción de electricidad	Enajenación	Diciembre 2020	P.E.	20,57 %	0,00 %	Nota (3)
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda.	Portugal	Producción de electricidad	Enajenación	Diciembre 2020	P.E.	20,57 %	0,00 %	Nota (3)
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Holding de grupo de empresas	Enajenación	Diciembre 2020	P.E.	15,90 %	0,00 %	Nota (3)
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Disminución part	Diciembre 2020	P.E.	0,90 %	69,20 %	1
Repsol Exploration Namibia Pty, Ltd.	Namibia	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Diciembre 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %	0

⁽¹⁾ Método de consolidación:

I.G.: Integración global.

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

⁽²⁾ Corresponden al perímetro de la operación de venta de la participación del Grupo en siete bloques *onshore* en Papúa Nueva Guinea que ha generado un beneficio después de impuestos de 63 millones de euros.

⁽³⁾ Corresponden al perímetro de la operación de venta de la participación del Grupo en Principle Power, que ha generado un beneficio después de impuestos de 5 millones de euros.

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019

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	2019		
					Método de consolidación	% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
Agrícola Comercial Valle de Santo Domingo, S.A	México	Repsol Downstream Internacional, S.A	Adquisición	Enero 2019	P.E (N.C.)	20,00 %	20,00 %
Autoservicio Sargento, S.A. de C.V.	México	Repsol Downstream Internacional, S.A	Adquisición	Enero 2019	P.E (N.C.)	50,00 %	50,00 %
Combustibles Sureños, S.A. de C.V.	México	Repsol Downstream Internacional, S.A	Adquisición	Enero 2019	P.E (N.C.)	50,00 %	50,00 %
Estación de Servicio Bahía Asunción, S.A. de C.V.	México	Repsol Downstream Internacional, S.A	Adquisición	Enero 2019	P.E (N.C.)	50,00 %	50,00 %
Gutsa Servicios, S.A. de C.V.	México	Repsol Downstream Internacional, S.A	Adquisición	Enero 2019	P.E (N.C.)	50,00 %	50,00 %
Palmira Market, S.A. de C.V.	México	Repsol Downstream Internacional, S.A	Adquisición	Enero 2019	P.E (N.C.)	50,00 %	50,00 %
Repsol Mar de Cortés Estaciones de Servicio, S.A. de C.V.	México	Repsol Downstream Internacional, S.A	Adquisición	Enero 2019	P.E (N.C.)	50,00 %	50,00 %
Repsol Mar de Cortés, S.A. de C.V.	México	Repsol Downstream Internacional, S.A	Adquisición	Enero 2019	P.E (N.C.)	50,00 %	50,00 %
Sorbwater Technology, A.S.	Noruega	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento part	Enero 2019	P.E	9,35 %	20,64 %
Ampere Power Energy, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Adquisición	Febrero 2019	P.E	7,89 %	7,89 %
Begas Motor, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Adquisición	Febrero 2019	P.E	36,19 %	36,19 %
Refinería La Pampilla, S.A.	Perú	Repsol Perú B.V.	Aumento part	Marzo 2019	I.G.	10,04 %	92,42 %
Alectoris Energía Sostenible 1, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	Junio 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Alectoris Energía Sostenible 3, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	Junio 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Arco Energía 1, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	Junio 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Arco Energía 2, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	Junio 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Arco Energía 3, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	Junio 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Arco Energía 4, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	Junio 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Arco Energía 5, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	Junio 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Desarrollo Eólico Las Majas VII, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	Junio 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa V, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	Junio 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa VI, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	Junio 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XI, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	Junio 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XII, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	Junio 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Generación Eólica El Vedado, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	Junio 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Iberen Renovables, S.A.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	Junio 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Renovacyl, S.A.	España	Iberen Renovables, S.A.	Adquisición	Junio 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Greece Ionian, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	Junio 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Bios Avanzados Tratados del Mediterráneo, S.L.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Constitución	Julio 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Finboot Ltd.	Reino Unido	Repsol Energy Ventures, S.A.	Adquisición	Julio 2019	P.E.	8,34 %	8,34 %
Repsol Exploración Aru, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	Julio 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Exploración West Papúa IV, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	Julio 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Principle Power Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento part	Julio 2019	P.E.	0,05 %	23,03 %
Belmont Technology Inc.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Constitución	Agosto 2019	P.E	11,18 %	11,18 %
Repsol Renovables, S.L.U.	España	Repsol Electricidad y Gas, S.A. ⁽³⁾	Constitución	Septiembre 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Oil & Gas Gulf of Mexico, LLC	Estados Unidos	Repsol E&P USA Holdings, Inc.	Adquisición	Noviembre 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
United Oil Company Pte. Ltd	Singapur	Repsol Downstream Internacional, S.A	Adquisición	Noviembre 2019	P.E.	40,00 %	40,00 %
PT Pacific Lubritama Indonesia	Indonesia	United Oil Company Pte. Ltd	Adquisición	Noviembre 2019	P.E.	95,00 %	95,00 %
Nanogap Sub n-m Powder S.A.	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Aumento part	Diciembre 2019	P.E.	3,84 %	12,62 %
Repsol Technology and Ventures, S.L.U	España	Repsol, S.A.	Constitución	Diciembre 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Tramperase, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Diciembre 2019	I.G.	100,00 %	100,00 %
Sorbwater Technology, A.S.	Noruega	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento part	Diciembre 2019	P.E	10,14 %	30,78 %
Edwards Gas Services LLC	Estados Unidos	Repsol Oil & Gas USA LLC.	Aumento part	Diciembre 2019	I.G.	63,00 %	100,00 %

⁽⁴⁾ 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) Sociedad anteriormente denominada Repsol Nuevas Energías S.A. . El cambio de denominación social tuvo lugar en Septiembre de 2019.

(4) Cambio de Matriz de Repsol Electricidad y Gas a la Matriz Repsol Renovables. El cambio de matriz tuvo lugar en Noviembre de 2019.

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	2019			Beneficio / (Pérdida) generado (Millones de euros)
					Método de consolidación (1)	% derechos de voto enajenados o dados de baja	% derechos de voto totales tras la enajenación	
Repsol Energy Canadá, Ltd. (2)	Canadá	Repsol Exploración, S.A.	Absorción	Enero 2019	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
TEGSI (UK), Ltd.	Reino Unido	TE Holding, S.a.r.l.	Liquidación	Enero 2019	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Talisman South Mandar, B.V.	Países Bajos	Talisman International Holdings, B.V.	Liquidación	Febrero 2019	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Talisman Sadang, B.V.	Países Bajos	Talisman International Holdings, B.V.	Liquidación	Febrero 2019	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Gastream México, S.A. de C.V.	México	Repsol, S.A.	Liquidación	Febrero 2019	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Repsol Exploración Cendrawasih II, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Abril 2019	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Begas Motor, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	Abril 2019	P.E.	8,26 %	27,93 %	0
Repsol Exploración Liberia, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	Junio 2019	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Repsol Exploración Liberia LB-10, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	Junio 2019	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Disminución part	Agosto 2019	P.E. (N.C.)	0,35 %	71,16 %	1
TV 05-2/10 Holding B.V.	Países Bajos	Talisman International Holdings, B.V.	Liquidación	Agosto 2019	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Talisman (Block K 44), B.V.	Iraq	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	Septiembre 2019	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Repsol Company of Portugal, Ltd. (3)	Portugal	Repsol, S.A.	Absorción	Septiembre 2019	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Ampere Power Energy, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	Noviembre 2019	P.E.	0,71 %	7,18 %	0
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Disminución part	Diciembre 2019	P.E.(N.C.)	0,39 %	70,78 %	1
Belmont Technology Inc., S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	Diciembre 2019	P.E.	1,31 %	9,87 %	0
Principle Power Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	Diciembre 2019	P.E.	2,46 %	20,57 %	0
Saint John Gas Marketing Company	Estados Unidos	Repsol St. John LNG, S.L.	Liquidación	Diciembre 2019	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Talisman (Pasangkayu) Ltd	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Liquidación	Diciembre 2019	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Talisman (Vietnam 46/02) Ltd	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Liquidación	Diciembre 2019	I.G.	100,00 %	0,00 %	0
Repsol E&P Canada ,Ltd.	Canadá	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Diciembre 2019	I.G.	100,00 %	0,00 %	0

(1) Método de consolidación:

I.G.: Integración global.

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

(2) Sociedad absorbida por Repsol Oil&Gas Canadá.

(3) Sociedad absorbida por Repsol Portuguesa, S.A.

ANEXO IC: Operaciones conjuntas del Grupo a 31 de diciembre de 2020

A continuación, se presentan las principales Operaciones Conjuntas (ver Nota 3.4) del Grupo Repsol (incluyendo aquellas en las que se participa a través de un negocio conjunto)³⁸:

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Angola			
Block - 35	25,00%	ENI	Exploración
Argelia			
El Merk (EMK) Field Unit Agt	9,10%	Groupement Berkine	Desarrollo/Producción
Greater MLN	35,00%	Pertamina	Desarrollo/Producción
Menzel Ledjmet Sud-Est /405a	35,00%	Pertamina	Desarrollo/Producción
Ourhoud Field / 404,405,406a	1,92%	Organisation Ourhoud	Desarrollo/Producción
Reggane Nord	29,25%	Groupement Reggane	Desarrollo/Producción
Tin Fouye Tabenkort	22,62%	Groupement TFT	Desarrollo/Producción
Australia			
JPDA 06-105 PSC	25,00%	ENI	Desarrollo/Producción
Bolivia			
Arroyo Negro	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Boqueron	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Camirí	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
Iñiguazu	37,50%	Repsol	Exploración
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
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			
Albacora Leste	6,00%	Petrobras	Desarrollo/Producción
BM-C-33 (C-M-539)	21,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
BM-S-51 (S-M-619)	12,00%	Petrobras	Exploración
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	40,00%	Repsol	Exploración
C-M-823	40,00%	Repsol	Exploración
C-M-825	60,00%	Repsol	Exploración
C-M-845	40,00%	Chevron	Exploración
S-M-764	40,00%	Chevron	Exploración
S-M-766	40,00%	Chevron	Exploración

³⁸ Las operaciones conjuntas en el segmento *Upstream* 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
Bulgaria			
1-14 Khan Kubrat	20,00%	Shell	Exploración
Canadá ⁽²⁾			
Chauvin Alberta	62,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Chauvin Saskatchewan	92,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Edson	79,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Groundbirch No Montney Rights	35,00%	Otros	Desarrollo/Producción
Misc. Alberta	54,00%	Repsol	Exploración
Misc. British Columbia	88,00%	Repsol	Exploración
Misc. Saskatchewan	87,00%	Repsol	Exploración
Northwest Territories	4,00%	Otros	Exploración
Nunavut	2,00%	Otros	Exploración
Wild River Region	55,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Yukon	1,05%	Otros	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%	Ecopetrol	Desarrollo/Producción
COL-4	50,01%	Repsol	Exploración
CPE-8	50,00%	Repsol	Exploración
CPO-9 - Exploration Area	45,00%	Ecopetrol	Exploración/Producción
Cravo Norte	5,63%	Oxycol	Desarrollo/Producción
Gua Off 1	50,00%	Repsol	Exploración
Mundo Nuevo	30,00%	Equion	Exploración
Cosecha	17,50%	Oxycol	Desarrollo/Producción
Rondón	6,25%	Oxycol	Desarrollo/Producción
Ecuador			
Block 16	35,00%	Repsol	Contrato de Servicios
Tivacuno	35,00%	Repsol	Contrato de Servicios
España			
Albatros	82,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Angula	53,85%	Repsol	Desarrollo/Producción
Boquerón	61,95%	Repsol	Desarrollo/Producción
Casablanca - Montanazo Unificado	68,67%	Repsol	Desarrollo/Producción
Casablanca No Unificado	67,35%	Repsol	Desarrollo/Producción
Montanazo D	72,44%	Repsol	Desarrollo/Producción
Rodaballo	65,42%	Repsol	Desarrollo/Producción
Barracuda	60,21%	Repsol	Desarrollo/Producción
Estados Unidos ⁽²⁾			
<u>Alaska</u>			
North Slope Horseshoe project (49 bloques)	49,00%	Oil Search	Exploración
North Slope Pikka	49,00%	Oil Search	Exploración
North Slope Exploration 37,24% (40 bloques)	37,24%	Oil Search	Exploración
North Slope Exploration 49% (82 bloques)	49,00%	Oil Search	Exploración
<u>Golfo de México</u>			
Alaminos Canyon Blacktip project (4 bloques)	8,50%	Shell	Exploración
Alaminos Canyon Blacktip North project (3 bloques)	8,50%	Shell	Exploración
Alaminos Canyon Bobcat project (2 bloques)	8,50%	Shell	Exploración
Alaminos Canyon Lucille project (3 bloques)	8,50%	Shell	Exploración
Garden Banks Blacktail project (4 bloques)	50,00%	Repsol	Exploración
Green Canyon - Shenzi (6 bloques)	28,00%	BHP	Desarrollo/Producción
Keathley Canyon Leon (4 bloques)	50,00%	Llog	Exploración
Keathley Canyon Buckskin (7 bloques)	22,50%	Llog	Desarrollo/Producción
Keathley Canyon Moccasin	30,00%	Llog	Exploración

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Keathley Canyon Noel (2 bloques)	50,00%	Llog	Exploración
Walker Ridge Monument project (6 bloques)	20,00%	Equinor	Exploración
<u>Eagle Ford</u>			
Eagle Ford Texas	85,69%	Repsol	Desarrollo/Producción
<u>Marcellus</u>			
Marcellus New York (*) Exploración Unconventional	99,70%	Repsol	Exploración
Marcellus New York	86,17%	Repsol	Desarrollo/Producción
Marcellus Pennsylvania	83,11%	Repsol	Desarrollo/Producción
Grecia			
Aitoloakarnania	60,00%	Repsol	Exploración
Ioannina	60,00%	Repsol	Exploración
Ionian Block	50,00%	Repsol	Exploración
Guyana			
Kanuku	37,50%	Repsol	Exploración
Indonesia			
Andaman III	51,00%	Repsol	Exploración
Corridor PSC	36,00%	Conoco	Desarrollo/Producción
East Jabung	51,00%	Repsol	Exploración
South Sakakemang	80,00%	Repsol	Exploración
Sakakemang	45,00%	Repsol	Exploración
South East Jambi	40,00%	Repsol	Exploración
Irlanda			
FEL 3/04 (Dunquin)	33,56%	ENI	Exploración
Libia			
NC-115 (Development)	20,00%	Akakus	Desarrollo/Producción
NC-115 (Exploration)	40,00%	Repsol	Exploración
NC-186 (Development)	16,00%	Akakus	Desarrollo/Producción
NC-186 (Exploration)	32,00%	Repsol	Exploración
Malasia			
PM-03 CAA	35,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PM-305	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PM-314	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
2012 Kinabalu Oil Fields	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Marruecos			
Tanfit	37,50%	Repsol	Exploración
México			
Bloque 10	40,00%	Repsol	Exploración
Bloque 11	60,00%	Repsol	Exploración
Bloque 14	50,00%	Repsol	Exploración
Bloque 29	30,00%	Repsol	Exploración
Noruega			
PL 019 G	61,00%	Aker BP	Desarrollo/Producción
PL 019B	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 053B	33,84%	Wintershall DEA	Desarrollo/Producción
PL 055	33,84%	Wintershall DEA	Desarrollo/Producción
PL 055B	33,84%	Wintershall DEA	Desarrollo/Producción
PL 055D	33,84%	Wintershall DEA	Desarrollo/Producción
PL 055E	33,84%	Wintershall DEA	Desarrollo/Producción
PL 092	7,65%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 120	11,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 120 CS	11,00%	Equinor	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
PL 121	7,65%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 185	33,84%	Wintershall DEA	Desarrollo/Producción
PL 187	15,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 316	55,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 316B	55,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 972	40,00%	Repsol	Exploración
PL 976	30,00%	Lundin	Exploración
Perú			
Bloque 56	10,00%	Pluspetrol	Desarrollo/Producción
Bloque 57	53,84%	Repsol	Desarrollo/Producción
Bloque 88	10,00%	Pluspetrol	Desarrollo/Producción
Iraq			
Topkhana	80,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Reino Unido			
P534 (98/06a-Wareham)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción
P534 (98/06a-Wych Farm UOA)	2,53%	Perenco	Desarrollo/Producción
PL089 (SZ/8, SY/88b, SY/98a)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción
P201 (16/21a)	7,65%	Premier	Desarrollo/Producción
P201 (16/21d)	7,65%	Premier	Desarrollo/Producción
P344 (16/21b_F1*-Balmoral Field Area)	8,06%	Premier	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c_f1*)	7,81%	Premier	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c_f1*-Balmoral)	8,06%	Premier	Desarrollo/Producción
P019 (22/17n)	30,08%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P020 (22/18n)	30,08%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P073 (30/18_E)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P111 (30/3a Blane Field)	30,75%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P111 (30/3a Upper)	15,55%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P116 (30/16n)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P185 (30/11b inc. Fulmar field)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P219 (16/13a)	19,47%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P220 (15/17n-F2- Piper+ rest of Block)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P237 (15/16a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P240 (16/22a- non Arundel Area)	18,86%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P241 (21/1c)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P241/P244 (21/1c/21/2a- Cretaceous Area West)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P244 (21/2a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P249 (14/19n Residual)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P249 (14/19n_F1- Claymore)	47,16%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P249 (14/19n_F2- Scapa/Claymore)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P250 (14/19s- F1)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P250 (14/19s- Rest of Block)_Develop	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P256 (30/16s)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P263 (14/18a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P266 (30/17b)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P291 (22/17s)	30,08%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P291 (22/22a)	30,08%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P291 (22/23a)	30,08%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P292 (22/18a)	30,08%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P295 (30/16a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P295 (30/16b)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P295 (30/16c)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P295 (30/16t Auk field area)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P297 (13/28a Ross)	35,28%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P307 (13/29a Ross)	35,28%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P324 (14/20b)	25,50%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P324 (14/20b-Claymore Extension)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P324 (14/20b-f1+f2)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P324 (15/16b)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P324 (15/23a)_Developm.	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
P344 (16/21b Rest of Block)	30,60%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c* - Rest of block excluding Stirling)	30,60%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P729 (13/29b - Blake Ext Non Skate_Devel.)	40,80%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P729 (13/29b - Ross Unitised Field UUOA interests)	35,28%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P810 (13/24b Blake Area)	34,53%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P810 (13/24b North)	35,28%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P973 (13/28c)	35,28%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P255 (30/14 Flyndre Area)	3,83%	NEO Energy Production UK Limited	Desarrollo/Producción
P255 (30/19a Affleck)	16,98%	NEO Energy Production UK Limited	Desarrollo/Producción
P073 (30/18_W)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P079 (30/13a - Contract Area C East)	31,88%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P101 (13/24a Blake)	34,53%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P185 (30/11b)	30,60%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P185 (30/12b inc. Halley field)	30,60%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P250 (14/19a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P297 (13/28a)	33,02%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P307 (13/29a)	36,55%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P324 (15/23a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P593 (20/05c)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P983 (13/23b)	25,50%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P534 (98/07a)	2,55%	Perenco	Exploración
P225 (16/27a- Contract Area 3)	13,50%	JX Nippon	Exploración
P225 (16/27a- Contract Area 3 Andrew Field Area)	5,03%	BP	Desarrollo/Producción
Rusia			
Alkanovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Avgustovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Bazhkovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Borshevskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Karabashkiy 1	50,03%	Eurotek Yugra	Exploración
Karabashkiy 2	50,03%	Eurotek Yugra	Exploración
Karabashkiy 3	50,03%	Eurotek Yugra	Exploración
Karabashkiy 9	50,03%	Eurotek Yugra	Exploración
Kileyskiy	50,03%	Eurotek Yugra	Exploración
Kochevnskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Kovalevskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Kulturnenskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
North-Borshevskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Novo-Kievskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Penzenskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Saratovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Solnechnoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
South-Kultashikhskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
South-Solnechnoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Stepnoozerskoe	48,79%	AROG	Desarrollo/Producción
Sverdlovsky 4	50,03%	Eurotek Yugra	Exploración
West-Avgustovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
West-Kochevnskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Elginskoe	48,79%	AROG	Desarrollo/Producción
Elginskoe (Exploration)	48,79%	AROG	Exploración
Cheremushkiy	49,00%	AROG	Exploración
East-Kulturnenskiy	49,00%	AROG	Exploración
West-Borshevskoe	48,79%	AROG	Desarrollo/Producción
Karabashkiy 10	50,01%	ASB Geo	Exploración
Novenkoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Petrovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Pushkarihinskiy	49,00%	AROG	Exploración
Verblyuzhe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Taininskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Skrytoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
North-Kakamelikskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Sablerovskiy	49,00%	AROG	Exploración
Trinidad y Tobago			
5B Manakin	30,00%	BP Amoco	Desarrollo/Producción
East Block	30,00%	BP Amoco	Desarrollo/Producción
S.E.C.C. Ibis	10,80%	EOG	Desarrollo/Producción
West Block	30,00%	BP Amoco	Desarrollo/Producción
Venezuela			
Barua Motatán	40,00%	Petroquiriquire	Desarrollo/Producción
Carabobo	11,00%	Petrocarabobo	Desarrollo/Producción
Cardón IV Oeste	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
Vietnam			
Bloque 07/03 ⁽²⁾	51,75%	Repsol	Exploración/Desarrollo
Block 135 & 136/03 ⁽²⁾	40,00%	Repsol	Exploración
Bloque 133 & 134	49,00%	Repsol	Exploración
Bloque 146 & 147	80,00%	Repsol	Exploración
Bloque 46-CN	70,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Bloque 15-2/01	60,00%	Thang Long JOC	Desarrollo/Producción
Bloque 16-1 (TGT- Unitization)	1,64%	Hoang Long JOC	Desarrollo/Producción
DOWNSTREAM			
Canadá			
Canaport LNG Ltd Partnership	75,00%	Repsol	Regasificación GNL
España			
Asfaltos Españoles, S.A.	50,00%	Repsol	Asfaltos
Iberian Lube Base Oils Company, S.A.	30,00%	SK Lubricants	Lubricantes y Especialidades

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

⁽²⁾ Los derechos sobre el dominio minero en Canadá y 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.

⁽³⁾ Activos cuya actividad se encuentra suspendida y sobre el que existe un acuerdo con *PetroVietnam* para su transmisión (ver Nota 14).

ANEXO II: Información por segmentos y conciliación con Estados Financieros NIIF-UE³⁹

Magnitudes de la Cuenta de Resultados

La conciliación entre el resultado neto ajustado y el resultado neto NIIF-UE a 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

Resultados	Millones de euros											
	Resultado neto ajustado		AJUSTES								Resultados NIIF-UE	
	2020	2019	Reclas. de Negocios Conjuntos		Resultados Específicos		Efecto Patrimonial		Total ajustes		2020	2019
Resultado de explotación	1.135	3.661	682	(529)	(3.017)	(6.343)	(1.354)	(40)	(3.689)	(6.912)	(2.554)	(3.251)
Resultado financiero	(238)	(390)	60	111	37	(22)	—	—	97	89	(141)	(301)
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	6	22	(618)	324	3	5	—	—	(615)	329	(609)	351
Resultado antes de impuestos	903	3.293	124	(94)	(2.977)	(6.360)	(1.354)	(40)	(4.207)	(6.494)	(3.304)	(3.201)
Impuesto sobre beneficios	(299)	(1.227)	(124)	94	63	536	344	9	283	639	(16)	(588)
Rdo de op. continuadas	604	2.066	—	—	(2.914)	(5.824)	(1.010)	(31)	(3.924)	(5.855)	(3.320)	(3.789)
Rdo atribuido a minoritarios por op. continuadas	(4)	(24)	—	—	3	1	32	(4)	35	(3)	31	(27)
Rdo neto de op. continuadas	600	2.042	—	—	(2.911)	(5.823)	(978)	(35)	(3.889)	(5.858)	(3.289)	(3.816)
Rdo de op. interrumpidas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	600	2.042	—	—	(2.911)	(5.823)	(978)	(35)	(3.889)	(5.858)	(3.289)	(3.816)

Segmentos	Millones de euros											
	Ingresos de las actividades ordinarias ⁽²⁾		Resultados de las operaciones		Dotación a la amortización del inmovilizado ⁽³⁾		Ingresos / (gastos) por deterioros		Rdo. entidades valoradas por método participación		Impuesto sobre beneficios	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Upstream	4.228	6.904	351	1.969	(1.668)	(2.157)	(3.189)	(5.998)	10	29	(167)	(948)
Industrial	25.384	38.524	369	1.189	(812)	(747)	128	249	—	(1)	(74)	(262)
Comercial y Renovables	16.489	23.964	650	738	(333)	(300)	(17)	(45)	1	(1)	(157)	(185)
Corporación	(11.138)	(17.359)	(235)	(235)	(67)	(85)	(3)	(2)	(5)	(5)	99	168
Magnitudes Ajustadas⁽¹⁾	34.963	52.033	1.135	3.661	(2.880)	(3.289)	(3.081)	(5.795)	6	22	(299)	(1.227)
Ajustes:												
Upstream	(1.265)	(2.226)	(2.431)	(6.885)	651	836	922	473	(630)	304	380	89
Industrial	(242)	(288)	(1.210)	114	12	10	—	—	12	23	179	(212)
Comercial y Renovables	(174)	(194)	(53)	(97)	10	9	—	—	1	3	26	25
Corporación	—	3	5	(44)	—	—	—	—	2	(1)	(302)	3
MAGNITUDES NIIF-UE	33.282	49.328	(2.554)	(3.251)	(2.207)	(2.434)	(2.159)	(5.322)	(609)	351	(16)	(588)

⁽¹⁾ Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 4.

⁽²⁾ 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:

Segmentos	Millones de euros					
	Clientes		Intersegmento		Total	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Upstream	3.047	5.270	1.181	1.634	4.228	6.904
Industrial	15.556	22.915	9.828	15.609	25.384	38.524
Comercial y Renovables	16.359	23.847	130	117	16.489	23.964
Corporación	1	1	—	—	1	1
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos	—	—	(11.139)	(17.360)	(11.139)	(17.360)
TOTAL	34.963	52.033	—	—	34.963	52.033

⁽³⁾ Incluye la amortización de sondeos fallidos. Para más información véase Nota 19.

³⁹ Algunas de las magnitudes presentadas en este Anexo tienen la consideración de Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR) de acuerdo a las Directrices de la European Securities Markets Authority (ESMA). Para más información, véase el Anexo I del Informe de Gestión Consolidado.

Magnitudes de Balance

Millones de euros

Segmentos	Activos no corrientes		Inversiones de explotación ⁽²⁾		Capital empleado ⁽³⁾		Inversiones contabilizadas por el método de la participación	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Upstream	16.248	21.115	948	2.429	12.608	17.205	184	217
Industrial	8.552	9.134	565	885	9.755	10.717	6	4
Comercial y Renovables	4.252	3.680	739	491	4.061	3.361	67	38
Corporación	623	740	56	56	893	2.009	22	—
MAGNITUDES AJUSTADAS ⁽¹⁾	29.675	34.669	2.308	3.861	27.317	33.292	279	259
Ajustes								
Upstream	(4.828)	(6.593)	(230)	(499)	2.446	2.539	5.264	6.563
Industrial	(151)	(143)	(14)	(16)	1	39	202	250
Comercial y Renovables	(120)	(127)	(46)	(12)	15	5	152	164
Corporación	—	—	—	—	—	—	—	1
MAGNITUDES NIIF-UE	24.576	27.806	2.018	3.334	29.779	35.875	5.897	7.237

⁽¹⁾ Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de *reporting* del Grupo que se describe en la Nota 4.

⁽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 2020 y 2019 es la siguiente:

	A 31 Diciembre					
	Flujo de caja ajustado		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación (flujo de caja de las operaciones)	3.197	5.837	(459)	(988)	2.738	4.849
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión	(1.218)	(3.777)	1.440	(630)	222	(4.407)
Flujo de caja libre (I+II)	1.979	2.060	981	(1.618)	2.960	442

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 continuación.

España

El centro principal de la actividad del Grupo es España y su domicilio se encuentra en la calle Méndez Álvaro número 44 de Madrid.

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, opera la devolución a la CNMC de las competencias que se le retiraron en el año 2014 adecuando así las competencias de la CNMC a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a 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 (MITECO). 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 MITECO, bien mediante la imposición de condiciones sobre la actividad de las sociedades adquiridas, siempre que estuviere amenazado el suministro energético en España.

Este control comprende, además de a 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

En España tienen la consideración de bienes de dominio público los yacimientos de hidrocarburos y los almacenamientos subterráneos que se encuentren en el territorio español, en el subsuelo y en los lechos marinos que se encuentren bajo soberanía española.

Los permisos de investigación se otorgan por el Gobierno o por los órganos de Gobierno de las Comunidades Autónomas cuando afecte únicamente a su ámbito territorial y confieren el derecho exclusivo de investigar el área otorgada durante un período de seis años. Por su parte,

la concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos, confiere a sus titulares el derecho a realizar en exclusiva la explotación del yacimiento en el área otorgada por un período de treinta años, prorrogable por dos períodos sucesivos de diez, el derecho a continuar las actividades de investigación en dichas áreas y el derecho a la obtención de autorizaciones para poder vender libremente los hidrocarburos obtenidos.

La Ley 8/2015 regula determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, impulsando la forma de extracción "no convencional" o "fracking" y contemplando un régimen de incentivos para las Comunidades Autónomas y Entidades Locales en las que se desarrollen dichas actividades, así como un régimen de participación de los propietarios de suelo en los resultados de la actividad extractiva.

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 (incluyendo operaciones realizadas fuera de la Unión Europea), se lleven a cabo sobre la base de una gestión de riesgos sistemática de manera que los riesgos residuales de accidentes graves puedan ser considerados aceptables.

Respecto de la actividad en mar u "offshore", la Ley 41/2010, de 29 de diciembre, de protección del medio marino, regula las estrategias marinas como instrumentos de planificación de las cinco demarcaciones marinas en que se subdivide el medio marino español. La autorización de cualquier actividad que requiera la ejecución de obras o instalaciones en las aguas marinas, su lecho o su subsuelo, o bien la colocación o depósito de materias sobre el fondo marino, o bien los vertidos regulados en el título IV de la ley, deberá contar con informe favorable del Ministerio correspondiente respecto de su compatibilidad con la estrategia marina. El Real Decreto 79/2019, de 22 de febrero, regula y desarrolla el procedimiento de tramitación de dicho informe y establece los criterios de compatibilidad con las estrategias marinas, resultando aplicable en caso de modificación, renovación o prórroga de actuaciones ya existentes.

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.

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.

Existencias mínimas de seguridad

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).

El Real Decreto-ley 15/2013, de 13 de diciembre introduce 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, bien a 61 días de consumo interno diario medio correspondiente al año de referencia, en petróleo equivalente.

GLP

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, medida que discrimina a unos operadores frente a otros, en función de la tara de los envases comercializados 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 e insulares, 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.

Mediante sentencias de 28 de noviembre de 2019 el Tribunal Supremo ha desestimado sendos recursos contencioso-administrativos formulados por Repsol Butano y Disa Gas contra la Orden IET/389/2015 de 5 de marzo e indirectamente contra los artículos 57 y 58 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, aplicados por la Orden recurrida. Dicho marco normativo excluye de la liberalización operada por la citada Ley 18/2014 los envases de GLP con carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, cuya tara sea superior a 9 kg; establece una obligación de suministro domiciliario a los operadores al por mayor de GLP con mayor cuota de mercado en los ámbitos territoriales determinados y, finalmente, mantiene el precio regulado de los envases de tara inferior a 9kg para los operadores con obligación de suministro domiciliario que no dispongan de envases con tara superior a la citada, en el correspondiente ámbito territorial. Dicho marco 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.

Gas natural

La Ley 12/2007, de 2 de julio, que 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 MITECO. 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 desplegarán 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.

No obstante lo anterior, para el año de gas 2020 – 2021, la CNMC se reservó la facultad de actualizar el precio del término de conducción de los peajes de transporte y distribución vigentes, considerando el resultado de la aplicación de las metodologías previstas en su Circular 6/2020 y con objeto de asegurar la suficiencia de ingresos del sistema. Al respecto, la CNMC aprobó su Resolución de 22 de septiembre de 2020, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación de octubre 2020 a septiembre 2021.

Por su parte, el Real Decreto 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, todavía se encuentra en fase de tramitación.

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.

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.

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. Dicho Real Decreto 900/2015, se modificó sustancialmente por el Real Decreto-ley 15/2018 y, ahora, 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 norma suplementa el marco regulatorio impulsado por el Real Decreto-Ley 15/2018 que tuvo como medida principal la derogación del denominado 'impuesto al sol', y supone un nuevo panorama energético que apuesta por un modelo basado en la generación distribuida y las energías renovables. Entre las numerosas novedades, cabe destacar:

- 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. La energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, así como la excedentaria vertida en la red de transporte y distribución, estará exenta de todo tipo de cargos y peajes.

La Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, actualizaba los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperíodo regulatorio que se iniciaba el 1 de enero de 2017.

Finalizado el primer periodo regulatorio, la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, ha establecido los parámetros retributivos para el segundo periodo regulatorio, comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2025, así como el valor de la retribución a la operación, para el primer semestre de 2020, de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible. La revisión que opera esta Orden se refiere a todas las instalaciones tipo aprobadas, lo que proporciona una visión global de los parámetros retributivos aplicables a las mismas.

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 basa 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, y los costes de explotación medios necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo.

El Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, estableció una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, y la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, reguló el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico. Por su parte, y para el año 2016 convocatorias solo para biomasa y eólica mediante los Real Decreto 947/2015 y Orden IET/2212/2015; y la 2ª subasta de 2017 mediante el Real Decreto 650/2017 y Orden ETU/615/2017), similar a la 1ª de ese año y abierta a todas las tecnologías.

El Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, encomienda al Gobierno el

desarrollo reglamentario de un 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, que podrán diferenciarse por tecnologías, características técnicas, tamaño, localización, gestionabilidad y demás criterios, 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 a 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.

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 a siete años. Introduce también una moratoria de nuevos permisos de acceso, con excepciones, en tanto no se apruebe el marco reglamentario de acceso y conexión, de manera que, hasta que el Gobierno y la CNMC desarrollen el artículo 33 de la Ley 24/2013, no se admitirán las nuevas solicitudes sobre la capacidad de acceso existente a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley o la que pueda liberarse posteriormente como consecuencia de caducidades, renunciaciones u otras circunstancias sobrevenidas. De igual manera, la norma faculta a los titulares de permisos de acceso, o acceso y conexión, obtenidos entre el 27 de diciembre de 2013 y el 25 de junio de 2020, o bien solicitados antes del 25 de junio de 2020 para que renuncien a sus permisos o solicitud en el plazo de tres meses a contar desde la entrada en vigor de este Real Decreto-ley, procediéndose a la devolución de las garantías económicas presentadas.

Por último, el Real Decreto-ley de 23 de junio 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.

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 (consumidores de menos de una determinada potencia contratada, 10 kW, que deseen utilizar esta modalidad frente a una negociación bilateral con una comercializadora libre). Estos precios serán únicos en todo el territorio español. La denominación de tarifas de último recurso queda reservada a dos colectivos de consumidores: los denominados vulnerables, (en el marco de los cuales se definen asimismo las nuevas categorías de vulnerables severos y en riesgo de exclusión social) 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. Dichos precios voluntarios para el pequeño consumidor incluirán de forma aditiva, por analogía con la tarifa de último recurso, los conceptos de coste de producción de energía eléctrica, los peajes de acceso y cargos que correspondan y los costes de comercialización que correspondan. Además, en este Real Decreto se prevé como alternativa que el consumidor pueda contratar con el comercializador de referencia un precio fijo de la energía durante un año. También se establecen los criterios para designar a los comercializadores de referencia y las obligaciones de éstos en relación con el suministro a

determinados colectivos de consumidores.

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 precio voluntario para el pequeño consumidor de energía eléctrica en el período 2014-2018, que resultan de aplicar la nueva metodología aprobada. Por su parte, el Real Decreto-ley 7/2016 y al Real Decreto 897/2017, son el marco de referencia actual de todo lo relativo al bono social y el consumidor vulnerable.

En particular, el Real Decreto-ley 30/2020, de 29 de septiembre, ha ampliado la consideración de consumidor vulnerable en vivienda habitual y, por ende, la posibilidad de percibir el bono social a consumidores que se encuentren en situación de desempleo, en ERTE o que, siendo empresarios, hayan reducido su jornada por motivo de cuidados o sufran circunstancias similares que supongan la pérdida sustancial de ingresos.

c. Déficit de tarifa

En términos de ingresos, el sistema eléctrico no ha sido autosuficiente, hasta el año 2014, generándose un déficit anual, que han tenido que financiar las empresas eléctricas. El año 2014, fue el primer año con superávit en el sistema eléctrico tras más de una década en la que se acumularon importantes déficits, gracias a la reforma integral acometida para poner fin a la aparición de déficit de tarifa y permitir el equilibrio económico-financiero del sistema, apoyándose fundamentalmente en las siguientes normas:

- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética que introduce el IVPEE, el comúnmente denominado céntimo verde, el canon hidroeléctrico, etc...
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 Julio establece una serie de principios retributivos adicionales para el transporte y distribución de energía eléctrica, fijando el concepto de rentabilidad razonable en una rentabilidad de proyecto, que girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado. Además, contempla otras medidas destinadas a reequilibrar el balance entre ingresos y costes del sistema eléctrico, como la imposición de la financiación del bono social a las empresas verticalmente integradas o la reducción del incentivo a la inversión a cambio de duplicar el tiempo restante para la percepción de este incentivo. Con posterioridad se traspasó la obligación a las empresas comercializadoras (o sus matrices empresariales), obligación actualmente vigente.
- La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, incorpora el principio rector de sostenibilidad económica y financiera, por el que cualquier medida normativa en relación con el sector que suponga un incremento de coste para el sistema eléctrico o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema.
- El Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico del año 2013 y desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos en los ejercicios posteriores a 2013.

A partir de 2014, cualquier desajuste temporal entre ingresos y costes del sistema eléctrico que resulte de las liquidaciones de cierre en un ejercicio y que resulte en un déficit de ingresos así como las desviaciones transitorias entre los ingresos y costes en las liquidaciones mensuales a cuenta de la de cierre de cada ejercicio que pudieran aparecer, serán financiados por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen. En caso de que se produjera un desajuste por déficit de ingresos en un ejercicio, su cuantía no podrá superar el 2 por ciento de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio. Adicionalmente, la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 5 por ciento de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio. Los peajes, en su caso, o cargos que correspondan se revisarán al menos en un total equivalente a la cuantía en que se sobrepasen esos límites.

Por lo que a los peajes se refiere, la CNMC aprobó la Circular 3/2020, de

15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Dicha Circular fue posteriormente modificada por la Circular 7/2020, de 22 de julio, de la CNMC, a efectos de ampliar el periodo transitorio hasta el 1 de abril de 2021. En cambio, el Real Decreto de cargos de electricidad permanece aún en tramitación.

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, han 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, -sin que estos últimos tengan la consideración de sujetos obligados conforme a la Directiva- una cuota anual de ahorro energético de ámbito nacional, denominada obligaciones de ahorro, con una equivalencia financiera.

Las sucesivas órdenes IET/ETU por las que se establecen las obligaciones de aportación al FNEE vienen siendo recurridas por las distintas empresas alcanzadas por las obligaciones de contribución al referido Fondo Nacional, entre ellas las afectadas del Grupo Repsol.

En particular, la Orden TED/287/2020, de 23 de marzo, establece el objetivo de ahorro agregado, así como la asignación de las obligaciones de ahorro y su equivalencia económica para el 2020.

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.

Auditorías energéticas

En febrero de 2016 entró en vigor el Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que, se transpone la Directiva 2012/27/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la Eficiencia Energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía.

Establece una obligación de aplicación generalizada a todas las empresas que no sean PYMES ("grandes empresas") de la Unión Europea consistente en la elaboración periódica de auditorías energéticas, a fin analizar si la gestión energética está optimizada y, en su caso, determinar oportunidades de ahorro y propuestas de eficiencia energética. Los sistemas de gestión energética, basados en la norma internacional ISO 50001, están implantados en las principales compañías industriales del Grupo.

Cambio climático y combustibles alternativos

Tras el Acuerdo de París, los compromisos asumidos por los países en sus respectivos NDCs (*National Determined Contribution*) tendrán un impacto importante en el desarrollo de nuevas políticas climáticas. La Unión Europea también firmante del Acuerdo de París, ha asumido el compromiso de neutralidad climática para 2050. A tal fin, la Comisión Europea presentó en diciembre 2019 *European Green Deal* ("Pacto Verde") que constituye la nueva estrategia de crecimiento de la UE, y que aspira a transformación total de la economía europea, destacando las siguientes propuestas para 2020 (i) Ley climática europea (ii) revisión al alza de los objetivos de la UE sobre reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en 2030, del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión, e (iii) incremento de la energías renovables y de la eficiencia energética, lo cual tendrá su reflejo en las correspondientes Directivas. En

la actualidad la Directiva 2018/2001, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables fija para 2020 un objetivo de venta o consumo de biocarburantes en transporte en un 8,5% en energía. Adicionalmente existe una restricción al uso de biocombustible procedentes de cultivos alimentarios del 7%, lo cual hace imprescindible el uso de residuos como el aceite de cocina usado (UCO) o las grasas animales para lograr su cumplimiento.

En lo que se refiere a España el Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre ya estableció como objetivos el minimizar la dependencia de los transportes respecto del petróleo, mitigar el impacto medioambiental del transporte y establecer los requisitos mínimos para la creación de una infraestructura para los combustibles alternativos, incluyendo puntos de recarga para vehículos eléctricos y puntos de repostaje de gas natural y de hidrógeno.

En 2020 cabe destacar el “Marco Estratégico de Energía y Clima” que incluye como pilares fundamentales (i) el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) (ii) la futura Ley de Cambio Climático y Transición Energética, actualmente en tramitación parlamentaria y (iii) la Estrategia para una transición justa. Esta Ley y el PNIEC constituyen el compromiso del Gobierno para cumplir con los objetivos recogidos en el Acuerdo de París y por la Unión Europea, que España ya ha asumido.

Además, se ha publicado el 7 de octubre la Hoja de Ruta del Hidrógeno focalizada en el desarrollo del hidrógeno renovable, con miras a posicionar a España como referente tecnológico en producción y aprovechamiento del mismo, al tiempo que contribuye a lograr objetivos como la reducción de emisiones contaminantes y alcanzar la neutralidad climática, el aprovechamiento de la energía renovable excedentaria o la descarbonización de sectores donde la electrificación no es viable o rentable.

En la misma línea, también se ha publicado el 3 de noviembre la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050, que marca una hoja de ruta para avanzar hacia la neutralidad climática en el horizonte 2050, con hitos en 2030 y 2040.

Por último, mediante la promulgación de la Orden TED/627/2020, de 3 de julio, el MITECO ha fijado orientaciones de política energética para la CNMC que el Regulador deberá observar en su plan normativo para 2020 y que se centran en el sector del gas natural.

Bolivia

La Constitución Boliviana del año 2009 establece que la sociedad estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) está autorizada a suscribir contratos de servicios con empresas para que en su nombre y representación realicen actividades a cambio de una retribución o pago por sus servicios.

La industria del petróleo y el gas en Bolivia está regulada por la Ley Nº 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 Nº 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 Nº 767 para la promoción de la inversión en Exploración y Explotación hidrocarburífera. Adicionalmente, se promulgó la Ley Nº 817 de 19 de julio de 2016 que complementa el Artículo 42 de la Ley Nº 3.058, artículo que fue previamente modificado por medio de la Ley Nº 767, permitiendo a YPFB suscribir adendas los Contratos de Operación para ampliar el plazo.

Contratos de Operación y Contrato de Servicios Petroleros

Según la Ley de Hidrocarburos y el artículo 362 de la 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 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 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. Por su parte, en fecha 13 de junio de 2018, Repsol E&P Bolivia S.A., suscribió con YPFB, el Contrato de Servicios Petroleros para la exploración y explotación del Área Iñiguazu, efectivo a partir del 26 de agosto de 2019.

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.

Canadá

Regulación de las actividades de exploración y producción

En las provincias canadienses de Columbia Británica, Alberta y Saskatchewan, donde reside el grueso de los intereses de exploración y producción de la Compañía en Canadá, los gobiernos provinciales son los propietarios de la mayoría de los derechos minerales sobre petróleo crudo y gas natural. Dichos gobiernos otorgan derechos para la explotación y la producción de petróleo y gas natural en terrenos de dominio público (“*Crown lands*”) en las condiciones establecidas por la legislación y los reglamentos provinciales. Además de esos terrenos públicos, la Compañía participa en acuerdos conocidos como “*leases*” celebrados con propietarios de terrenos con recursos minerales mediante negociación directa. Las regalías relativas a la producción en terrenos públicos los establece el reglamento gubernamental, y en general se calculan como porcentaje del valor de la producción bruta en función de la productividad de los pozos, la localización geográfica, la fecha de descubrimiento de los yacimientos, el método de recuperación y el tipo y la calidad de la sustancia producida. En ocasiones, los gobiernos provinciales pueden ofrecer programas de incentivos a la exploración y el desarrollo. Dichos programas prevén reducciones de las regalías u otros cánones, o la oferta de determinados créditos fiscales. Los cánones y las regalías pagaderos por la producción en terrenos de propiedad privada se establecen mediante negociación entre el propietario y la compañía.

Las empresas que operan en el sector del petróleo y el gas natural canadiense están sujetas a una gran cantidad de normas y controles sobre operaciones (que incluyen los relativos a régimen de propiedad de las tierras, exploración, desarrollo, producción, refino, transporte y comercialización, así como cuestiones medioambientales) resultantes de la legislación y la política promulgada tanto a nivel federal (por el gobierno de Canadá) como por los distintos gobiernos provinciales. La supervisión de dichas operaciones la asumen, en general, organismos de regulación provincial que incluyen la Comisión del Petróleo y el Gas de Columbia Británica (*British Columbia Oil and Gas Commission*), el ente regulador de la Energía de Alberta (*Alberta Energy Regulator*), el Ministerio de Economía de Saskatchewan y el Ministerio de Medio Ambiente de Saskatchewan, además de órganos reguladores federales como la Agencia de Evaluación de Impacto de Canadá (*Impact Assessment Agency of*

Canadá) y el ente regulador de la energía de Canadá (*Canada Energy Regulator*).

Regulaciones medioambientales y de emisiones

Las normas medioambientales de los gobiernos provinciales y federales de Canadá restringen o prohíben la liberación o emisión de diversas sustancias que se consideran peligrosas, como el dióxido sulfúrico, el dióxido de carbono y el óxido nítrico.

Las normas también imponen condiciones o prohibiciones de operaciones en áreas medioambientalmente sensibles y establecen los requisitos que rigen el abandono y la reclamación de pozos e instalaciones en condiciones satisfactorias. El incumplimiento de la legislación, reglamentos, órdenes, directivas u otras directrices aplicables puede dar lugar a multas y otras sanciones.

Además de las normas y el control de las actividades de exploración y producción, los gobiernos provinciales y federales de Canadá también han promulgado distintas normas sobre las emisiones. En octubre de 2019, el gobierno de Alberta elegido recientemente, presentó la Ley de Implementación de Innovación Tecnológica y Reducción de Emisiones (TIER, *Technology Innovation and Emissions Reduction*) para sustituir la Normativa de Incentivos para la Competitividad del Carbono (CCIR, *Carbon Competitiveness Incentive Regulation*). La CCIR y la TIER tienen un enfoque similar; sin embargo, la TIER cambia las referencias industriales de la CCIR por las referencias basadas en el rendimiento medio anterior de las instalaciones. En la actualidad, la TIER impone un precio de 30 dólares por tonelada en las emisiones de carbono.

La finalidad de las normas de la TIER es cumplir los estándares sobre el carbono impuestos a nivel federal. En diciembre de 2019, la TIER fue aceptada bajo la ley federal *Greenhouse Gas Pollution Pricing Act* por un año.

El gobierno provincial de Alberta también se ha comprometido a reducir en un 45 % las emisiones de metano de las operaciones petrolíferas y de gas para 2025 con nuevos estándares de diseño de emisiones para las instalaciones, una mejora de la medición y los informes, y nuevos estándares regulados a partir de 2020.

Además de los reglamentos provinciales, el gobierno federal de Canadá ha anunciado, dentro del Marco canadiense sobre crecimiento limpio y cambio climático, la posibilidad de que las provincias apliquen incrementos del precio del carbono hasta 50 dólares canadienses por tonelada para 2022.

Ecuador

De conformidad con la Constitución de 2008 y la Ley de Hidrocarburos, los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan pertenecen al patrimonio inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado. La Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno, publicada el 27 de julio de 2010, estableció que todos los contratos suscritos para la exploración y explotación de hidrocarburos debían modificarse para adoptar el modelo reformado de contrato de prestación de servicios.

Este modelo implica que el contratista se obliga a prestar los servicios con sus propios recursos económicos y a su propio riesgo. Como contraprestación el contratista recibirá una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado. Esta tarifa, que constituye el ingreso bruto del contratista, se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos, y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido.

Repsol Ecuador, S.A. (Sucursal Ecuador), suscribió el contrato de prestación de servicios para el Bloque 16 que entró en vigor el 1 de enero de 2011.

Asimismo, el 22 de enero de 2011 firmó el contrato de prestación de servicios del Bloque 67.

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 Nº 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.

Órdenes de la Administración de Biden

El 20 de enero de 2021, el Secretario del Interior en funciones, Scott de la Vega, emitió la Orden Secretarial 3395 titulada "Suspensión Temporal de la Autoridad Delegada", vigente por 60 días a partir de la fecha de emisión o hasta que se modifique, suspenda o revoque. La Orden Secretarial 3395 suspende temporalmente las delegaciones de autoridad a los Bureaus y Oficinas Departamentales para tomar varias acciones, que incluyen, entre otras, la autoridad para "emitir cualquier autorización de combustibles fósiles en tierra o en alta mar, que incluye, entre otros, un contrato de arrendamiento, enmienda a un contrato de arrendamiento, extensión afirmativa de un arrendamiento, contrato u otro acuerdo o permiso para perforar". Esta limitación de la autoridad delegada "no limita las operaciones existentes bajo arrendamientos válidos" y "tampoco se aplica a las autorizaciones necesarias para: (1) evitar condiciones que puedan representar una amenaza para la salud, el bienestar o la seguridad humanos; o (2) para evitar impactos adversos en tierras públicas o recursos minerales". La autoridad para la cual se ha suspendido la delegación está reservada a ciertos funcionarios confirmados, en funciones y no de carrera.

El 27 de enero de 2021, el presidente Biden emitió una Orden Ejecutiva titulada "Abordar la Crisis Climática en el País y en el Extranjero". Esta Orden Ejecutiva dispone, entre otras cosas, "En la medida en que sea consistente con la ley aplicable, el Secretario del Interior suspenderá los nuevos arrendamientos de petróleo y gas natural en tierras públicas o en aguas marinas hasta que se complete una revisión integral y reconsideración de los permisos federales de petróleo y gas y prácticas de concesión y arrendamiento de gas a la luz de las amplias responsabilidades de administración del Secretario del Interior sobre las tierras públicas y en aguas marinas, incluido el clima potencial y otros impactos asociados con las actividades de petróleo y gas en tierras públicas o en aguas marinas. El Secretario del Interior completará esa revisión en consulta con el Secretario de Agricultura, el Secretario de Comercio, a través de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica, y el Secretario de Energía. Al realizar este análisis, y en la medida en que sea compatible con la ley aplicable, el Secretario del Interior considerará si ajustar las regalías asociadas con los recursos de carbón, petróleo y gas extraídos de tierras públicas y aguas marinas, o tomar otra acción apropiada a tener en cuenta para los costes climáticos correspondientes". La Orden Ejecutiva no especifica una duración para la pausa dirigida en el arrendamiento de petróleo y gas nuevo.

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.

Portugal

En Portugal el Decreto-Ley Nº 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 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.

La comercialización 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.

Existencias mínimas de seguridad

Portugal está obligado a mantener existencias mínimas de seguridad en los sectores de petróleo bruto y/o de productos de petróleo, de acuerdo con el Decreto-Ley Nº 165/2013, de 16 de diciembre, que transpuso la normativa comunitaria, correspondientes a 90 días de importaciones líquidas medias diarias de petróleo bruto 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.

GLP

La regulación del GLP -canalizado, envasado y granel- se establece a través del Decreto-Ley Nº 57-A/2018, de 13 de julio y está sujeta a control de la ERSE – *Entidade Reguladora do Sector Energético*, que asumió las atribuciones de la *Autoridade da Concorrência* (AdC) en términos de supervisión, sin perjuicio de las competencias propias de 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 Nº 5/2018, del 2 de febrero determina la obligatoriedad de comercializar GPL envasado en todas las EE.SS del país, salvo previa dispensa bajo requerimiento fundamentado del interesado.

En lo que respecta a la comercialización de GLP, el Decreto-Ley Nº 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 Nº 5/2018, de 2 de febrero, que determina además la obligatoriedad de comercializar envases de GPL en todas las EE.SS de Portugal y determina que al GPL 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 reglamentaria 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 de la Tutela, 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 Nº 267/2002.

El almacenamiento de combustibles líquidos, GLP y otros gases derivados del petróleo, combustibles sólidos y otros productos petrolíferos está regulado por el Decreto-Ley Nº 267/2002, de 26 de noviembre y en la Portaria nº 1188/2003, de 10 de octubre.

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 servicios (EE.SS)

Las EE.SS están sujetas a la obtención de licencia, de acuerdo con el Decreto-Ley Nº 267/2002, de 26 de noviembre. La Ley Nº 6/2015, de 16 de enero, que impone a todos los operadores de EE.SS la obligación de comercializar combustibles sin aditivos, denominados combustibles simples.

El Decreto-Ley Nº 170/2005, de 10 de octubre, modificado por el Decreto-Ley nº 120/2008, de 10 de julio, obliga a publicitar los precios de venta de combustibles en los monolitos de las EE.SS 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 Nº 151-B/2013, de 31 de octubre, 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 Nº 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.

El Decreto-Ley Nº 127/2013, de 30 de agosto, establece el régimen de las emisiones industriales, con el objetivo de evitar y reducir las emisiones y se aplica a las instalaciones industriales en este sector, en particular a las refinerías y petroquímicas, estableciendo la obligación de obtener una licencia medioambiental que fije un amplio conjunto de requisitos y condiciones que el beneficiario debe respetar, en particular límites de emisión de contaminantes y medidas para la gestión de residuos, entre otros, previamente al desarrollo de la actividad.

El Decreto-Ley Nº 12/2020, de 6 de abril, 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 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 Nº 147/2008, de 29 de julio, y define el ámbito objetivo y subjetivo 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 Quadro das Contra-Ordenações Ambientais*”, publicada por la Ley Nº 50/2006, de 29 de agosto, que fija multas cuyos límites máximos pueden alcanzar los 5 millones de euros.

El Decreto-Ley Nº 75/2015, de 11 de mayo, estableció el Título Único Medioambiental que contiene todas las condiciones para la construcción, exploración y monitorización de un proyecto en materia medioambiental y todos los títulos y permisos administrativos necesarios para desarrollar la actividad, cuyo modelo ha sido aprobado por la Portaria Nº 137/2017, de 2 de abril.

El Decreto-Ley Nº 68-A/2015, de 30 de abril, establece la normativa relativa a la eficiencia energética y producción en cogeneración, transponiendo la Directiva Nº 2012/27/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012, aplicable a empresas otras que no “PME” (Pequeñas y Medias Empresas) y que quedan obligadas a registrarse en la 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 Nº 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 Nº 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 Nº 89/2008, de 30 de mayo (reglas de calidad relativas a gasolinas y gasóleo) y en (ii) el Decreto-Ley nº 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 Nº 117/2010, de 25 de octubre establece (i) los criterios de sostenibilidad de la producción y utilización de biocarburantes y de biolíquidos, independientemente de su origen, (ii) los mecanismos de promoción de biocarburantes en los transportes terrestres, y (iii) los límites de incorporación obligatoria de biocarburantes para el período 2011-2020, cuyas metas para el período 2020-2030 fueron actualizadas por el Decreto-Ley Nº 60/2020, de 17 de agosto.

El Decreto-Ley Nº 60/2017, de 9 de junio, establece el marco legal de creación de una infraestructura de combustibles alternativos, definidos cómo: electricidad, hidrógeno, biocombustibles, combustibles sintéticos y parafínicos, gas natural – comprimido o licuado y GLP. La Resolución del Consejo de Ministros Nº 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.

Regulación del sector eléctrico

El régimen de la comercialización de electricidad para la movilidad eléctrica está reglamentado por el Decreto-Ley Nº 39/2010, de 26 de abril, alterado por la Ley Nº 82-D/2014, de 31 de diciembre.

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° 2.184 en la Gaceta Oficial Extraordinaria de la República Bolivariana de Venezuela N° 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° 4.396, publicado el 26 de diciembre de 2020, en la Gaceta Oficial (Extraordinario) N° 6.606, por sesenta (60) de duración, contados a partir de su publicación, prorrogables por sesenta (60) días adicionales. La Asamblea Nacional Constituyente fue promovida por el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, Nicolás Maduro, mediante el Decreto Presidencial N° 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° 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° 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° 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° 41.825, de fecha 19 de febrero de 2020, fue

publicado el Decreto Presidencial N° 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° 41.946, de fecha 19 de agosto de 2020, el Presidente de la República a través de Decreto N° 4.268, prorrogó por seis (6) meses, el plazo establecido en el Decreto N° 4.131, de fecha 19 de febrero de 2020, mediante el cual fue declarada la emergencia energética de la industria de hidrocarburos.

En la Gaceta Oficial (Ext.) N° 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, libras 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 25 de julio de 2018, fue publicado por la Presidencia de la República en la Gaceta Oficial N° 41.446 el Decreto N° 3.548, mediante el cual se establece que, a partir del 20 de agosto de 2018, todos los importes monetarios expresados en moneda nacional antes de esa fecha, deberán ser convertidos a la nueva unidad monetaria, dividiendo las unidades actuales entre cien mil (100.000).

El 2 de agosto de 2018, la Asamblea Nacional Constituyente publicó en la Gaceta Oficial N° 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° 6.405 el denominado Convenio Cambiario N° 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° 41.624 la Resolución N° 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 No. 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.