



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

Informe de Auditoría,
Cuentas Anuales Consolidadas e
Informe de Gestión Consolidado
a 31 de diciembre de 2019



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 2019, 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 2019, 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****Evaluación de la recuperación del valor en libros de los activos del Grupo en el segmento Upstream**

Las cuentas anuales consolidadas adjuntas presentan un inmovilizado intangible (incluyendo fondo de comercio) y material del segmento *Upstream*, por importe de 3.038 y 11.447 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2019. Estos activos se asignan a las unidades generadoras de efectivo (UGE) tal como se indica en las notas 12 y 13 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas.

Asimismo, tal como se indica en la nota 14 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas, el Grupo tiene diversas inversiones en el segmento de *Upstream* contabilizadas aplicando el método de la participación cuyo valor neto contable al cierre del ejercicio 2019 asciende a 6.780 millones de euros.

El Grupo realiza anualmente el análisis de deterioro de los activos indicados por UGE, de acuerdo con lo indicado en la nota 3.5, 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.

Como se indica en las notas 2.4 y 21, el consejo de administración de la Sociedad dominante ha aprobado a finales del ejercicio 2019 una nueva orientación estratégica, que servirá de base para el próximo plan estratégico del Grupo (2020-2025), en la que se compromete a ser un Grupo con cero emisiones netas de dióxido de carbono en el año 2050 y a una reducción gradual de su indicador de intensidad de carbono, en consonancia con los objetivos del Acuerdo de París y los de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas. Esto, unido a las nuevas dinámicas de los mercados de hidrocarburos, especialmente del mercado de gas natural en Norteamérica, ha conllevado una revisión a la baja de las expectativas de los precios futuros de crudo y gas natural, que han sido considerados en la realización de las pruebas de deterioro anual.

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.

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.

Por otra parte, hemos obtenido un entendimiento del entorno (evolución de precios, presentaciones de resultados de otras empresas del sector, informes de analistas, etc.) para evaluar la consistencia de la visión del Grupo con la realidad del mercado global de hidrocarburos.

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.

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.

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 3.5 y 21 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas.</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>Además, la dirección ha realizado un análisis de sensibilidad (nota 21.2) sobre las hipótesis clave que, en base a la experiencia histórica, razonablemente puedan sufrir variaciones.</p>	<p>Asimismo, hemos comprobado la precisión matemática de los cálculos y modelos preparados por la dirección, y hemos contrastado 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.</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 21.1.</p>	<p>Hemos evaluado los cálculos de sensibilidad llevados a cabo por la dirección y la estimación de la magnitud del cambio que se debe producir en las hipótesis clave para que los activos se deteriorasen o fuese necesario revertir la provisión por deterioro.</p>
<p>Esta cuestión resulta clave debido a que implica la aplicación de juicios críticos y estimaciones significativas por parte de la dirección 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>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>

Cuestiones clave de la auditoría

Modo en el que se han tratado en la auditoría

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

Tal como se muestra en el balance de situación consolidado adjunto, a 31 de diciembre de 2019 el saldo de los activos por impuesto diferido asciende a 4.050 millones de euros, de los que, según se indica en la nota 23.3 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas, el importe correspondiente a bases imponibles negativas y a deducciones pendientes de aplicar asciende a 3.193 millones de euros.

La dirección del Grupo, al evaluar si el importe registrado en las cuentas anuales consolidadas por estos activos es recuperable, considera, tal como se indica en las notas 3.5 y 23.3, 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.

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 21.1 y 23.3.

Esta cuestión resulta clave debido a la naturaleza y significatividad de los activos reconocidos, y a que implica la aplicación de estimaciones significativas sobre los beneficios fiscales futuros, lo que afecta a la evaluación sobre la recuperación de estos activos.

Nuestro análisis se inició con el entendimiento, tanto de la metodología aplicada, como de los controles relevantes que el Grupo tiene establecidos para el análisis de la recuperación de estos activos.

También, hemos comprobado la consistencia de las hipótesis 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.

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.

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

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

Evaluación de la recuperación de los activos del Grupo en Venezuela

Tal como se muestra en la nota 21.3 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas, la exposición patrimonial del Grupo en Venezuela a 31 de diciembre de 2019 asciende a 239 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 9.1), por importe de 426 millones de euros y los créditos comerciales a cobrar frente a Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) por importe de 347 millones de euros que se presentan como Otros activos no corrientes (nota 16), minorados por el importe de las provisiones por riesgos y gastos que asciende a 495 millones de euros (nota 14).

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.

Cuestiones clave de la auditoría

Según se detalla en la nota 21.3, 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.

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 21.3 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas.

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 180 millones de euros en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, según se detalla en la nota 21.3.

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.

Esta cuestión requiere un elevado nivel de juicio y estimación 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.

Modo en el que se han tratado en la auditoría

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 aplicado determinados procedimientos de auditoría sobre los estados financieros de Cardón IV, S.A. y Petroquiriquire, S.A., que se han integrado en las cuentas anuales consolidadas del Grupo bajo el método de la participación.

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 "Evaluación de la recuperación del valor en libros de determinados activos del Grupo en el segmento Upstream".

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

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:

- Obtención y evaluación de los contratos de préstamo a Cardon IV, S.A. y Petroquiriquire, S.A., así como otra información contractual relevante.
- Con nuestros expertos en instrumentos financieros, hemos analizado la razonabilidad del modelo de pérdida esperada preparado por la dirección.
- 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.

Cuestiones clave de la auditoría

Modo en el que se han tratado en la auditoría

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.

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.

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)

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.

El 29 de enero de 2020 el Tribunal arbitral de Singapur ha emitido 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.

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con este asunto han incluido, entre otros, los siguientes:

- 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.

Cuestiones clave de la auditoría

En estas circunstancias, la dirección del Grupo Repsol, a la vista de este primer laudo parcial y utilizando la información disponible en este momento, ha realizado una estimación de los impactos económicos que podrían derivarse finalmente en el conjunto del litigio, habiendo dotado la provisión correspondiente en sus cuentas anuales consolidadas a 31 de diciembre de 2019, tal como se indica en la nota 15.

Esta cuestión resulta clave debido a que implica la aplicación de juicios críticos y estimaciones significativas 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.

Modo en el que se han tratado en la auditoría

Finalmente, consideramos la suficiencia de la información revelada en las cuentas anuales consolidadas respecto a este asunto.

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.

Otra información: Informe de gestión consolidado

La otra información comprende exclusivamente el informe de gestión consolidado del ejercicio 2019, cuya formulación es responsabilidad de los administradores de la Sociedad dominante y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas.

Nuestra opinión de auditoría sobre las cuentas anuales consolidadas no cubre el informe de gestión consolidado. Nuestra responsabilidad sobre la información contenida en el informe de gestión consolidado se encuentra definida en la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas, que establece dos niveles diferenciados sobre la misma:

- a) Un nivel específico que resulta de aplicación al estado de la información no financiera consolidado, así como a determinada información incluida en el Informe Anual de Gobierno Corporativo, según se define en el art. 35.2. b) de la Ley 22/2015, de Auditoría de Cuentas, que consiste en comprobar únicamente que la citada información se ha facilitado en el informe de gestión, o en su caso, que se haya incorporado en éste la referencia correspondiente al informe separado en la forma prevista, y en caso contrario, a informar sobre ello.
- b) Un nivel general aplicable al resto de la información incluida en el informe de gestión consolidado, que consiste en evaluar e informar sobre la concordancia de la citada información con las cuentas anuales consolidadas, a partir del conocimiento del Grupo obtenido en la realización de la auditoría de las citadas cuentas y sin incluir información distinta de la obtenida como evidencia durante la misma, 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 el informe de gestión consolidado y que el resto de la información que contiene el informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2019 y su contenido y presentación son conformes a la normativa que resulta de aplicación.

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

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

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

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

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

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

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

Como parte de una auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas 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

Informe adicional para la comisión de auditoría y control de la Sociedad dominante

La opinión expresada en este informe es coherente con lo manifestado en nuestro informe adicional para la comisión de auditoría y control de la Sociedad dominante de fecha 20 de febrero de 2020.

Periodo de contratación

La Junta General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad dominante celebrada el 19 de mayo de 2017 nos nombró como auditores del Grupo por un período de 3 años, contados a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

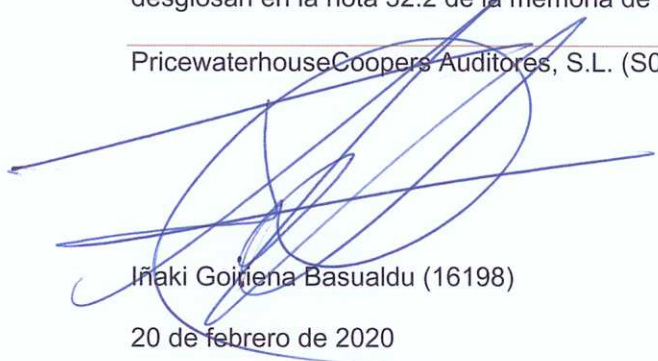


Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el grupo Repsol

Servicios prestados

Los servicios, distintos de la auditoría de cuentas, que han sido prestados al Grupo auditado se desglosan en la nota 32.2 de la memoria de las cuentas anuales consolidadas.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. (S0242)



Iñaki Goñena Basualdu (16198)
20 de febrero de 2020



Grupo REPSOL

2019

Cuentas anuales
consolidadas



Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balance de situación a 31 de diciembre de 2019 y 2018

ACTIVO	Nota	Millones de euros	
		31/12/2019	31/12/2018
Inmovilizado intangible	12	4.470	5.096
Inmovilizado material	13	23.145	25.431
Inversiones inmobiliarias		66	68
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	14	7.237	7.194
Activos financieros no corrientes	9	1.125	1.103
Activos por impuesto diferido	23	4.050	3.891
Otros activos no corrientes	16	1.315	701
ACTIVO NO CORRIENTE		41.408	43.484
Activos no corrientes mantenidos para la venta		5	6
Existencias	17	4.597	4.390
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	18	5.911	6.105
Otros activos corrientes		195	296
Otros activos financieros corrientes	9	2.800	1.711
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	9	2.979	4.786
ACTIVO CORRIENTE		16.487	17.294
TOTAL ACTIVO		57.895	60.778

PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Nota	Millones de euros	
		31/12/2019	31/12/2018 ⁽¹⁾
Capital		1.566	1.559
Prima de Emisión y Reservas		26.731	25.894
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(1.170)	(350)
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		(3.816)	2.341
Otros Instrumentos de patrimonio		1.024	1.024
FONDOS PROPIOS	7	24.335	30.468
Instrumentos de patrimonio con cambios en Otro resultado global		24	13
Operaciones de cobertura	10	(109)	(106)
Diferencias de conversión		678	253
OTRO RESULTADO GLOBAL ACUMULADO		593	160
INTERESES MINORITARIOS		281	286
PATRIMONIO NETO	7	25.209	30.914
Provisiones no corrientes	15	3.912	3.431
Pasivos financieros no corrientes	8	10.929	10.818
Pasivos por impuesto diferido y otros fiscales	23	2.375	2.335
Otros pasivos no corrientes		385	470
PASIVO NO CORRIENTE		17.601	17.054
Provisiones corrientes	15	865	500
Pasivos financieros corrientes	8	6.538	4.486
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	19	7.682	7.824
PASIVO CORRIENTE		15.085	12.810
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		57.895	60.778

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias en relación con el cambio de presentación de los pasivos por arrendamiento (ver Nota 3.2.1) y de las provisiones por actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal por posiciones fiscales inciertas por impuesto sobre beneficios (ver Nota 3.2.1 y 23).

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 2019 y 2018

	Nota	Millones de euros	
		2019	2018
Ventas		49.006	49.701
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos		322	172
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		11	130
Otros ingresos de explotación		725	1.073
Aprovisionamientos		(36.803)	(38.056)
Amortización del inmovilizado		(2.434)	(2.140)
(Dotación) / Reversión de provisiones por deterioro		(5.322)	(1.066)
Gastos de personal		(1.946)	(1.874)
Transportes y fletes		(1.314)	(1.114)
Suministros		(888)	(739)
Beneficios / (Pérdidas) por enajenaciones de activos		147	62
Otros gastos de explotación		(4.755)	(3.696)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	20	(3.251)	2.453
Intereses netos		(243)	(230)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		216	200
Diferencias de cambio		(27)	467
Deterioro de instrumentos financieros		6	(370)
Otros ingresos y gastos financieros		(253)	(240)
RESULTADO FINANCIERO	22	(301)	(173)
RESULTADO INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN	14	351	1.053
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		(3.201)	3.333
Impuesto sobre beneficios	23	(588)	(1.386)
RESULTADO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS		(3.789)	1.947
RESULTADO DE OPERACIONES CONTINUADAS ATRIBUIDO A INTERESES MINORITARIOS		(27)	(18)
RESULTADO OPERACIONES CONTINUADAS ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		(3.816)	1.929
RESULTADO OPERACIONES INTERRUMPIDAS ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	24	—	412
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		(3.816)	2.341
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	25	Euros / acción	
Básico		(2,48)	1,38
Diluido		(2,48)	1,38

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 2019 y 2018

	Millones de euros	
	2019	2018
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO ⁽¹⁾	(3.789)	2.359
Por ganancias y pérdidas actuariales	(5)	4
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	(3)	25
Instrumentos de patrimonio con cambios en Otro resultado global	14	3
Efecto impositivo	1	4
OTRO RESULTADO GLOBAL. PARTIDAS NO RECLASIFICABLES AL RESULTADO	7	36
Cobertura de flujos de efectivo:	1	39
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	(55)	3
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	56	36
Diferencias de conversión:	406	332
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	431	383
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	(25)	(51)
Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas:	—	181
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	—	—
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	—	181
Efecto impositivo	12	14
OTRO RESULTADO GLOBAL. PARTIDAS RECLASIFICABLES AL RESULTADO	419	566
TOTAL OTRO RESULTADO GLOBAL	426	602
RESULTADO TOTAL GLOBAL DEL EJERCICIO	(3.363)	2.961
a) Atribuidos a la entidad dominante	(3.391)	2.940
b) Atribuidos a intereses minoritarios	28	21

⁽¹⁾ Corresponde a la suma de los siguientes epígrafes de la cuenta de pérdidas y ganancias: "Resultado procedente de operaciones continuadas" y "Resultado de operaciones interrumpidas atribuido a la sociedad dominante".

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 2019 y 2018

Millones de euros	Patrimonio Neto atribuido a la sociedad dominante y a otros tenedores de instrumentos de patrimonio							Patrimonio Neto
	Fondos Propios						Intereses minoritarios	
	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		
Saldo final al 31/12/2017	1.556	25.541	(45)	2.121	1.024	(404)	270	30.063
Impacto de nuevas normas	—	(351)	—	—	—	(5)	—	(356)
Saldo inicial ajustado	1.556	25.190	(45)	2.121	1.024	(409)	270	29.707
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	—	29	—	2.341	—	570	21	2.961
Operaciones con socios o propietarios:								—
Ampliación/(Reducción) de capital	72	(72)	—	—	—	—	—	—
Dividendos y remuneración al accionista	—	(275)	—	—	—	—	(5)	(280)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	(69)	(1.072)	(305)	—	—	—	—	(1.446)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones del perímetro	—	—	—	—	—	—	—	—
Otras operaciones con socios y propietarios	—	—	—	—	—	—	—	—
Otras variaciones de Patrimonio Neto:								—
Trasposos entre partidas de Patrimonio Neto	—	2.121	—	(2.121)	—	—	—	—
Obligaciones perpetuas subordinadas	—	(29)	—	—	—	—	—	(29)
Otras variaciones	—	2	—	—	—	(1)	—	1
Saldo final al 31/12/2018	1.559	25.894	(350)	2.341	1.024	160	286	30.914
Impacto de nuevas normas (Ver Nota 3.2.1)	—	(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 operaciones con socios y propietarios	—	—	—	—	—	—	—	—
Otras variaciones de Patrimonio Neto:								—
Trasposos 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

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 2019 y 2018

	Nota	Millones de euros	
		2019	2018
Resultado antes de impuestos		(3.201)	3.333
Ajustes de resultado:		8.632	2.360
Amortización del inmovilizado	12 y 13	2.434	2.140
Otros (netos)		6.198	220
Cambios en el capital corriente		137	(389)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(719)	(725)
Cobros de dividendos		464	472
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(975)	(762)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(208)	(435)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	26	4.849	4.579
Pagos por inversiones:	5, 12 y 13	(6.390)	(5.501)
Empresas del grupo y asociadas		(107)	(807)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(3.227)	(2.661)
Otros activos financieros		(3.056)	(2.033)
Cobros por desinversiones:	5	1.895	4.074
Empresas del grupo y asociadas		17	3.372
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		133	119
Otros activos financieros		1.745	583
Otros flujos de efectivo		88	68
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	26	(4.407)	(1.359)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	7	(1.844)	(1.595)
Adquisición		(1.911)	(1.808)
Enajenación		67	213
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	8	412	(796)
Emisión		13.213	18.127
Devolución y amortización		(12.801)	(18.923)
Pagos por remuneraciones de accionistas y otros instrumentos de patrimonio	7	(396)	(297)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:		(461)	(344)
Pagos de intereses		(467)	(454)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		6	110
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	26	(2.289)	(3.032)
EFFECTO DE LAS VARIACIONES DE LOS TIPOS DE CAMBIO		40	(3)
AUMENTO / (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	26	(1.807)	185
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL INICIO DEL PERIODO		4.786	4.601
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO:	9	2.979	4.786
Caja y bancos		2.370	4.124
Otros activos financieros		609	662

Repsol S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
MEMORIA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2019

ÍNDICE

INFORMACIÓN GENERAL	
(1) ACERCA DE ESTE INFORME	8
(2) SOBRE EL GRUPO REPSOL	10
(3) ACERCA DE ESTAS CUENTAS ANUALES	10
INFORMACIÓN POR SEGMENTOS	
(4) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO	21
PRINCIPALES ADQUISICIONES Y DESINVERSIONES	
(5) PRINCIPALES ADQUISICIONES Y DESINVERSIONES	23
ESTRUCTURA DE CAPITAL, ENDEUDAMIENTO Y RECURSOS FINANCIEROS	
(6) ESTRUCTURA FINANCIERA	25
(7) PATRIMONIO NETO	25
(8) RECURSOS FINANCIEROS	28
(9) ACTIVOS FINANCIEROS	31
(10) OPERACIONES CON DERIVADOS Y COBERTURAS	32
(11) RIESGOS FINANCIEROS	36
ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES	
(12) INMOVILIZADO INTANGIBLE	40
(13) INMOVILIZADO MATERIAL	42
(14) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN	44
(15) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES	47
(16) OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES	49
ACTIVOS Y PASIVOS CORRIENTES	
(17) EXISTENCIAS	50
(18) DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR	50
(19) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR	51
RESULTADOS	
(20) RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	52
(21) DETERIORO DE ACTIVOS	54
(22) RESULTADO FINANCIERO	59
(23) IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS	60
(24) RESULTADOS DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	65
(25) BENEFICIO POR ACCIÓN	65
FLUJOS DE EFECTIVO	
(26) FLUJOS DE EFECTIVO	66
OTRA INFORMACIÓN	
(27) COMPROMISOS Y GARANTÍAS	68
(28) OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS	69
(29) OBLIGACIONES CON EL PERSONAL	73
(30) RETRIBUCIONES A LOS MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO	71
(31) INFORMACIÓN SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO Y MEDIO AMBIENTE	77
(32) OTROS DESGLOSES	78
(33) HECHOS POSTERIORES	80
ANEXOS:⁽¹⁾	
ANEXO I ESTRUCTURA SOCIETARIA DEL GRUPO	
ANEXO IA SOCIEDADES QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2019	81
ANEXO IB PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN	90
ANEXO IC OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2019	94
ANEXO II INFORMACIÓN POR SEGMENTOS Y CONCILIACIÓN CON ESTADOS FINANCIEROS NIIF-UE	100
ANEXO III MARCO REGULATORIO	102

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

INFORMACIÓN GENERAL

(1) ACERCA DE ESTE INFORME

Las presentes Cuentas Anuales de Repsol, S.A. y sus sociedades participadas, que configuran el Grupo Repsol, presentan la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 31 de diciembre de 2019, 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.

La preparación de las Cuentas Anuales consolidadas es responsabilidad de los administradores de la sociedad matriz del Grupo y 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.

Las presentes Cuentas Anuales consolidadas han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. en su reunión de 19 de febrero de 2020 y se someterán, al igual que las de las sociedades participadas, a la aprobación de las respectivas Juntas Generales Ordinarias de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación¹.

Junto a las Cuentas Anuales consolidadas se publica el Informe de Gestión de Grupo. Adicionalmente y como información complementaria (no revisada por el auditor externo), Repsol publica la *“Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos”* y el *“Informe de pagos a Administraciones Públicas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos”*. Todos estos informes están disponibles en www.repsol.com

(2) SOBRE EL GRUPO REPSOL

2.1) Sobre 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.

2.2) Sobre la sociedad matriz

La entidad matriz del Grupo Repsol, que elabora y registra estas Cuentas Anuales, 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 Capital³ 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. Su página web se encuentra en www.repsol.com

Las acciones de Repsol, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia)⁴. 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) Sobre el Grupo Repsol

El Grupo Repsol lo configuran más de 300 sociedades constituidas en más de 40 países (principalmente en España, Canadá, Estados Unidos, Países Bajos), que, en ocasiones, desarrollan actividades en el extranjero a través de sucursales, establecimientos permanentes, etc.

¹ Las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2018 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 31 de mayo de 2019.

² Para más información véase el apartado 2.1 *Cadena de valor y segmentos de negocio* del Informe de Gestión 2019, disponible en www.repsol.com.

³ Texto Refundido aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010, 2 de julio.

⁴ El 28 de enero de 2019 se ha hecho efectiva la exclusión de cotización de la acción de Repsol, S.A. en Argentina.

El Grupo realiza sus operaciones en diversos segmentos de negocio (ver Nota 4) y sus actividades principales son: i) *Upstream*: exploración y producción de las reservas de crudo y gas natural, y ii) *Downstream*: refino y petroquímica, trading y transporte de crudo y productos, comercialización de productos petrolíferos, químicos y GLP, comercialización, transporte y regasificación de gas natural y gas natural licuado (GNL) y generación de electricidad y comercialización de electricidad y gas en España. Las principales métricas por segmentos se resumen a continuación:

Millones de euros	Ingresos (con terceros)		Resultado de las operaciones		Resultado Neto Ajustado		Capital Empleado	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018 ⁽¹⁾
Upstream	5.270	5.699	1.969	2.514	1.050	1.325	17.205	21.515
Downstream	46.763	47.008	1.928	2.143	1.456	1.583	14.078	11.338
Corporación	—	—	(236)	(261)	(464)	(556)	2.009	1.500
TOTAL	52.033	52.707	3.661	4.396	2.042	2.352	33.292	34.353

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

⁽¹⁾ Capital empleado sin considerar el impacto de la NIIF 16 *Arrendamientos*.

El Grupo Repsol está compuesto por sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas. Las principales sociedades y el organigrama societario resumido del Grupo se presentan en el apartado 2.6 del Informe de Gestión 2019. Para información de detalle véase el Anexo IA de las presentes Cuentas Anuales.

Durante el año 2019 se han producido cambios en la composición del Grupo, principalmente por la adquisición de nuevos negocios vinculados a la transición energética (destacan los proyectos de generación eléctrica renovable en España) y por la expansión internacional de los negocios de Estaciones de Servicio (EE.S) en México y de Lubricantes en Singapur. En 2018 destaca la venta del 20 % de participación en Naturgy Energy Group, S.A. y la adquisición de Viesgo.

Para más información sobre cambios en la composición del Grupo, véase la Nota 5 y Anexo la y Ib.

2.4) Principales novedades del ejercicio ⁵

- En los últimos meses de 2019 Repsol ha iniciado un cambio estratégico con la publicación en diciembre de su compromiso de reducir gradualmente su indicador de intensidad de carbono⁶ hasta llegar a ser una compañía con **cero emisiones netas en el año 2050**.

Estos objetivos servirán de base para el Plan Estratégico 2020-2025, que se presentará al mercado y a los inversores en la primera mitad de 2020. La Compañía avanza así en su compromiso de liderar la transición energética, en consonancia con los objetivos del Acuerdo de París y los de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas.

- En línea con esta nueva orientación estratégica y en el contexto de las nuevas dinámicas de los mercados de petróleo y gas que se han venido consolidando en el último año, así como de las nuevas políticas públicas orientadas a la descarbonización de la economía y de impulso a la transición energética, se han revisado las principales **hipótesis para la evaluación** tanto de las futuras inversiones como de los activos existentes. En particular, se han revisado a la baja las expectativas de precios de crudo y gas, se han reducido las estimaciones a largo plazo de consumo de productos petrolíferos y se han revisado al alza los costes por emisiones de CO₂. Si bien la aceptación de estos nuevos escenarios permite optimizar la sostenibilidad y el valor de los negocios en el nuevo entorno, ha supuesto en el ejercicio 2019 un impacto en la valoración contable de los activos de 4.849 millones de euros después de impuestos, fundamentalmente en el segmento *Upstream*, en los activos productivos de gas en EE.UU y Canadá (ver Nota 21).
- Respecto a la gestión de la cartera de activos, en *Upstream* destaca la adquisición del 63% en el activo no convencional de producción de crudo, gas y líquidos asociados en **Eagle Ford** (Texas, Estados Unidos) a Equinor por importe de 352 millones de dólares (ver Nota 5) en que Repsol controla ahora el 100% del activo y es el operador del mismo.
- En *Downstream*, tras completar la adquisición de Viesgo, se ha invertido en **activos de generación eléctrica renovable en España** por importe de 119 millones de euros, destacando en 2019 (87 millones de euros) dos proyectos eólicos de 335 MW en Aragón y 225 MW en Palencia, y otros dos solares de 204 MW en Cádiz y de 127 MW en Ciudad Real.

⁵ Descripción completa de los principales acontecimientos del periodo véase el apartado 1 *Resumen del año 2019* del Informe de Gestión consolidado 2019 disponible en www.repsol.com.

⁶ Para más información sobre la nueva orientación estratégica y los riesgos del cambio climático véase los apartados 2.4 *Estrategia* y 6.1 *Cambio climático*, respectivamente, del Informe de Gestión consolidado 2019.

Por otra parte, se ha **completado el Plan de mantenimiento de las refinerías** para minimizar la producción de fuelóleo y maximizar la producción de productos con menor intensidad en carbono y mayor valor, además de para adaptarse a las nuevas especificaciones internacionales del fuel marino de bajo azufre.

En los negocios comerciales se pone el foco en ser un proveedor multienergético centrado en el **cliente**, en ofrecer un **servicio diferenciado** y en la **digitalización**. Repsol Electricidad y Gas supera el millón de clientes y la aplicación de pago Waylet ha superado los 1,4 millones de usuarios que pueden pagar en las más de 3.500 EE.S de la red Repsol y en más de 4.600 comercios vinculados.

- **Retribución al accionista.** Mediante el programa "*Repsol Dividendo Flexible*", Repsol ha ofrecido una retribución al accionista en 2019 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 el ejercicio 2019 en el marco del programa "*Repsol Dividendo Flexible*".

Adicionalmente, el Consejo de Administración ha acordado someter a la aprobación de la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas una propuesta de reducción de capital social por importe equivalente al 5% de la cifra del capital a 31 de diciembre de 2018, independiente de la que eventualmente pueda someterse en la próxima Junta General Ordinaria en el contexto del programa "*Repsol Dividendo Flexible*" (ver Nota 7).

(3) ACERCA 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), adoptadas por la Unión Europea (UE) a 31 de diciembre de 2019 y 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 es la moneda funcional de la sociedad dominante y la moneda de presentación de los estados financieros consolidados.

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 2019⁷ destacan por su impacto en las presentes cuentas anuales la NIIF 16 *Arrendamientos* y la CNIIF 23 *Incertidumbre sobre tratamientos del impuesto sobre beneficios*, tal y como se describe a continuación.

3.2.1) Aplicación de nuevas normas contables

NIIF 16 Arrendamientos⁸

Aplicación

La NIIF 16 Arrendamientos introduce cambios para el arrendatario, que en la fecha de inicio de un arrendamiento debe reconocer en el balance un pasivo por pagos de arrendamiento y un activo por el derecho de uso del "activo subyacente" durante el plazo del arrendamiento. Asimismo, se debe reconocer por separado el gasto por la actualización financiera del pasivo de arrendamiento y el gasto por amortización del activo por derecho de uso.

La NIIF 16 se ha aplicado por primera vez en los estados financieros de 2019.

La primera aplicación se ha hecho bajo la opción retrospectiva simplificada con fecha 1 de enero de 2019, sin re-expresión de la información comparativa relativa al ejercicio 2018. Los impactos de primera aplicación han sido registrados directamente en el Patrimonio Neto.

⁷ Adicionalmente a partir del 1 de enero de 2019 se han aplicado las siguientes normas sin impactos significativos para el Grupo: i) Modificaciones a la NIIF 9 Características de cancelación anticipada con compensación negativa; ii) Modificaciones a NIC 28 Intereses a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos; iii) Modificaciones a la NIC 19 Beneficios a los empleados: modificación, reducción o liquidación del plan; y iv) Mejoras Anuales a las NIIF, Ciclo 2015-2017.

⁸ Reemplaza a la NIC 17 Arrendamientos y a la Interpretación relacionada CINIIF 14 Determinación de si un Acuerdo contiene un Arrendamiento, a la SIC 15 Arrendamientos Operativos-Incentivos y a la SIC 27 Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento.

El Grupo se ha acogido a las opciones contempladas en la norma para los arrendatarios, que permiten no reconocer en el balance el pasivo por arrendamiento y el activo por derecho de uso correspondiente a contratos de arrendamiento de activos de bajo valor (importe equivalente en euros a 5.000 USD) y de arrendamientos a corto plazo (arrendamientos por un período igual o inferior a un año).

En aquellos contratos que contienen componentes de arrendamiento y componentes de otro tipo, fundamentalmente de servicios, el Grupo Repsol ha procedido a la separación de ambos, registrando de acuerdo a la NIIF 16 únicamente el componente de arrendamiento y registrando el otro componente como un contrato de ejecución, atendiendo al criterio de devengo del gasto objeto del contrato.

Se ha llevado a cabo una revisión específica del inventario de contratos de arrendamiento clasificados como arrendamientos operativos de acuerdo a la norma anterior, así como de determinados contratos de servicios susceptibles de ser calificados como arrendamiento de acuerdo a la nueva norma, no habiendo surgido ninguna diferencia significativa como resultado de dicho análisis.

El Grupo ha calculado el pasivo por arrendamiento como el valor actual de las cuotas pendientes de los contratos vigentes en la fecha de primera aplicación y ha calculado retrospectivamente el valor del activo por derecho de uso, únicamente para aquellos contratos de mayor relevancia cuantitativa, habiendo considerado para el resto de los contratos el valor del pasivo por arrendamiento como valor inicial del activo por derecho de uso correspondiente.

El plazo de arrendamiento de los contratos ha sido determinado como el periodo de arrendamiento no cancelable considerando las opciones de prórroga y rescisión cuando exista una probabilidad razonablemente elevada para su ejecución.

En lo relativo a la tasa de descuento utilizada para estos cálculos, el Grupo ha utilizado con carácter general la tasa incremental de deuda del arrendatario a 1 de enero de 2019, la cual ha sido determinada tomando en consideración, entre otros factores, el plazo del contrato, el entorno económico del país y la moneda en que el mismo está denominado y, cuando es relevante, las características del activo subyacente. La tasa media de descuento aplicada a los pasivos por arrendamiento operativo reconocidos a la fecha de primera aplicación de la NIIF 16 ha sido del 3%.

Por último y en relación a la contabilización de los arrendamientos en operaciones conjuntas (*Joint Operations*), muy habituales para el desarrollo de negocios de exploración y producción de hidrocarburos, el Grupo ha llevado a cabo un análisis específico de todas sus obligaciones contractuales y ha registrado en balance todos aquellos contratos para los cuales tiene una obligación contractual con el arrendador, es decir, todos aquellos contratos que: (i) haya suscrito íntegramente como socio operador en nombre propio; (ii) haya suscrito de forma conjunta con el resto de socios en un acuerdo conjunto, de acuerdo a su porcentaje de participación en el acuerdo; o (iii) haya suscrito el socio operador en nombre del consorcio (solidariamente) o del resto de socios del acuerdo conjunto, conforme a los términos y porcentaje de participación de cada socio en el acuerdo. En lo relativo a los contratos firmados por un tercero en la posición de socio operador en un acuerdo conjunto, el Grupo registra por su porcentaje de participación en el acuerdo aquellos contratos para los que determine que existe un subarrendamiento, considerando en esta evaluación, tanto la obligación de reembolso al socio operador de los costes del contrato de arrendamiento principal, como el control del derecho de uso del activo identificado por parte del Grupo.

Impacto económico de la primera aplicación

La primera aplicación de NIIF16 ha supuesto un impacto de -83 millones de euros después de impuestos que ha sido registrado en "Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas":

	31/12/2018	Ajuste NIIF 16	1/1/2019
Activos por derechos de uso de los activos (Nota13)	754	1.153	1.907
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	7.194	(50)	7.144
Cuentas a cobrar	—	30	30
Pasivos financieros corrientes y no corrientes ⁽¹⁾	(1.624)	(1.351)	(2.975)
Provisiones no corrientes y otros ⁽²⁾	(4.738)	122	(4.616)
Efecto en activos y pasivos netos		(96)	
Activo y Pasivo por impuesto diferido		13	
Efecto en Patrimonio Neto		(83)	

⁽¹⁾ Incluye el pasivo por arrendamiento financiero de acuerdo a la norma contable anterior, reconocido en 2018 en los epígrafes de "Otros pasivos no corrientes" y "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar" del balance de situación. En 2019, con motivo de la aplicación de la NIIF 16, el Grupo ha decidido presentar sus deudas por arrendamiento dentro de los epígrafes "Pasivos financieros corrientes" y "Pasivos financieros no corrientes" del balance de situación.

⁽²⁾ Se ha cancelado contra el activo correspondiente la provisión de onerosidad asociada a determinados contratos de arrendamiento operativo.

A continuación se incluye la conciliación entre los compromisos de arrendamiento operativo a 31 de diciembre y los pasivos reconocidos el 1 de enero de 2019 en aplicación de la NIIF 16:

	Millones de euros
Compromisos por arrendamiento operativo a 31 de diciembre 2018	1.599
Descuento financiero de los pagos futuros	(225)
Arrendamientos a corto plazo y de bajo valor	(23)
Pasivo por arrendamiento operativo reconocido a 1 de enero 2019	1.351

Otros impactos de la NIIF 16

Como consecuencia del nuevo tratamiento contable de los arrendamientos, el impacto en el rendimiento neto del Grupo durante el ejercicio 2019 no ha sido significativo. No obstante, otras magnitudes financieras sí se han visto afectadas y, por ejemplo, el resultado de explotación se ha incrementado (menores gastos de explotación) y el resultado financiero disminuido (mayores gastos financieros). La generación de caja tampoco se ha visto alterada por la aplicación de la NIIF 16, pero sí su clasificación, ya que el flujo de caja de las actividades de explotación ha aumentado y el de las actividades de financiación disminuido, en la misma medida.

En relación con las Medidas Alternativas de Rendimiento que utiliza el Grupo, la aplicación de la NIIF 16 ha tenido varios impactos: i) el EBITDA ("*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*") ha aumentado, al reflejarse ahora el gasto correspondiente a los arrendamientos como amortización y como gasto financiero; ii) el flujo de caja de las operaciones también aumenta, al reflejarse a partir de ahora las salidas de caja por arrendamientos en los flujos de financiación; iii) la Deuda Neta, el Capital Empleado y el ROACE ("*Return on average capital employed*") se calculan, desde el 1 de enero de 2019, incluyendo los pasivos por arrendamiento (tanto los reconocidos con la norma contable anterior como los nuevos pasivos por arrendamientos reconocidos por aplicación de la NIIF 16); y, para facilitar el seguimiento del actual Plan Estratégico y la evolución histórica de rentabilidad y endeudamiento, se presentan también estas magnitudes excluyendo el efecto de los pasivos por arrendamiento (criterio seguido por el Grupo hasta el 31 de diciembre de 2018).

En lo relativo al test de deterioro de valor de los activos, el reconocimiento de activos por derecho de uso ha hecho necesario la asignación de su valor en libros a diferentes unidades generadoras de efectivo y la exclusión de los correspondientes pagos fijos por arrendamiento de los cálculos del valor en uso, con el objeto de asegurar la consistencia de la evaluación de recuperabilidad de los activos y el cálculo de su valor recuperable.

CINIIF 23 La incertidumbre en el Impuesto sobre beneficios

La CINIIF 23⁹ aclara cómo aplicar los requerimientos de reconocimiento y medición de la NIC 12 *Impuesto sobre beneficios* en aquellas circunstancias en las que exista incertidumbre.

La aplicación de esta interpretación por parte del Grupo ha llevado a reevaluar determinados pasivos de naturaleza fiscal por un importe adicional de 79 millones de euros. Esta variación viene motivada por haberse determinado que algunos tratamientos fiscales inciertos, de acuerdo a la información disponible y la expectativa de resolución de los mismos (i) deben ser considerados de forma conjunta en lugar de individualmente y (ii) es más adecuada la medición del importe del pasivo a registrar conforme al valor esperado, en lugar del valor más probable. Este impacto ha sido registrado de forma retroactiva con efectos acumulados a 1 de enero de 2019 con cargo al epígrafe "*Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas*" del Patrimonio Neto del Balance de situación (ver Nota 7).

En relación a su presentación, los tratamientos fiscales inciertos que derivan en el reconocimiento de pasivos por impuestos sobre beneficios, de acuerdo a los criterios de la CINIIF 23, se registran en el epígrafe "*Pasivos por impuesto diferidos y otros fiscales*" (anteriormente se presentaban en los epígrafes "*Provisiones no corrientes*" y "*Provisiones corrientes*") del balance de situación (ver Nota 23). Los saldos correspondientes al ejercicio 2018 se han modificado a efectos comparativos.

3.2.2) Re-expresión del beneficio por acción

De acuerdo con la normativa contable, el beneficio por acción correspondiente a 31 de diciembre de 2018 se ha re-expresado, con respecto a la información publicada en los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio 2018, 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 7.

⁹ Interpretación N° 23 del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera.

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 9, NIC 39 y NIIF 7: <i>Reforma de los tipos de interés de referencia</i> ⁽¹⁾	1 de enero de 2020
Modificaciones a NIC 1 y NIC 8: <i>Definición de materialidad</i> ⁽²⁾	1 de enero de 2020
Modificaciones a <i>Referencias al Marco Conceptual para la Información Financiera</i> ⁽²⁾	1 de enero de 2020
Pendientes de adopción por la Unión Europea	
Modificaciones a NIIF 3: <i>Definición de negocio</i> ⁽²⁾	1 de enero de 2020
NIIF 17 <i>Contratos de seguro</i> ⁽³⁾	1 de enero de 2021
Modificaciones a NIC 1 - <i>Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes</i>	1 de enero de 2022
Modificaciones a NIIF 10 y NIC 28 <i>Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto</i> ⁽⁴⁾	Indefinido

⁽¹⁾ El Grupo ha adoptado de forma anticipada estas modificaciones de forma que se ha evitado una eventual discontinuación de ciertas relaciones de cobertura de flujo de caja por tipo de interés desglosadas en la Nota 10. No se derivan impactos significativos adicionales de su aplicación.

⁽²⁾ El Grupo no ha identificado impactos significativos de la primera aplicación de estas modificaciones normativas, dada su naturaleza y el carácter prospectivo de su aplicación, más allá de las modificaciones que, en su caso, pudiera llevarse a cabo en los desgloses de información tras la modificación de concepto de materialidad.

⁽³⁾ El Grupo está evaluando el impacto que la aplicación de esta norma pudiese tener en sus estados financieros consolidados, sin que a la fecha se hayan identificado efectos significativos.

⁽⁴⁾ La aplicación de estas modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28, que fueron emitidas en septiembre de 2014, fueron diferidas de forma indefinida en diciembre de 2015, hasta el momento en que el IASB finalice el Proyecto relativo al Método de la Participación, que a su vez ha sido pospuesto hasta la fase de Post-Implementación de la NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12.

3.4) Políticas contables

3.4.1) Políticas contables generales

Las Cuentas Anuales se han elaborado de acuerdo con las NIIF-UE a 31 de diciembre de 2019 y demás disposiciones del marco normativo aplicable. En este apartado se incluyen aclaraciones o especificidades que mejoren su comprensión.

Repsol elabora sus estados financieros consolidados incluyendo las inversiones en todas sus sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas¹⁰.

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.

¹⁰ Clasificadas en función del control que se ejerce sobre ellas:

i) sociedades dependientes: aquellas sobre las que Repsol ejerce, directa o indirectamente su control, y son consolidadas siguiendo el método de integración global;

ii) 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-*) 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

iii) asociadas: aquellas participaciones sobre las que existe influencia significativa, que no se requiere el consentimiento de Repsol en la toma de las decisiones estratégicas operativas y financieras pero sobre las que ostenta poder para intervenir en ellas, y son contabilizadas por el método de la participación.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2019 y 2018 han sido:

	31 diciembre 2019		31 diciembre 2018	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,12	1,12	1,15	1,18

3.4.2) Políticas contables específicas

A lo largo de las Notas de estas Cuentas Anuales, y para facilitar la lectura y comprensión de sus desgloses, se describen aquellas políticas contables relevantes o que suponen una opción contable para el Grupo: principios de consolidación (Nota 3), cálculo del valor recuperable de los activos (Nota 3), combinaciones de negocios (Nota 5), coberturas contables (Nota 10), intercambio de productos petrolíferos y reconocimiento de ingresos (Nota 20), derechos de emisión de CO₂ (Nota 31).

Políticas contables relativas a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos

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

Los costes de adquisición 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, los importes capitalizados son registrados como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias.

Los costes de adquisición de **nuevos intereses, incluyendo los adquiridos en combinaciones de negocios, en zonas con reservas probadas, no probadas y recursos** (incluyendo bonos, costes asociados a recursos, costes legales, etc.) se capitalizan en el epígrafe *“Inversiones en zonas con reservas”* del inmovilizado material.

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, 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:

- 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 cumpliese, se deteriorarían y serían registrados como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias.
- En todas las demás circunstancias, si no existe el compromiso para la realización de actividades significativas de evaluación de las reservas o de desarrollo del proyecto en un periodo razonable de tiempo después de finalizar la perforación del pozo, o bien cuando se hayan suspendido las actividades, 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** (*“Permisos de exploración y costes de geología y geofísica”*), 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 extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas se capitalizan en el epígrafe *“Inversión en zonas con reservas”* del inmovilizado material.

Los costes por los futuros **abandonos y desmantelamiento** de campos están calculados campo por campo y 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 según los criterios anteriores 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 a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento 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 a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y el total de las reservas probadas más probables desarrolladas del campo.
- c. Las inversiones realizadas en campos que se encuentran en fase de exploración o desarrollo no se amortizan. Estas inversiones son evaluadas, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que éstas pudieran haberse deteriorado.

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

Políticas contables relativas a Downstream y Corporación:

En relación al registro de los elementos del inmovilizado se valoran por su coste de adquisición y se amortiza linealmente en función de su vida útil estimada, una vez están en condiciones óptimas de uso. A continuación se detalla la vida útil estimada de los principales activos de *Downstream* y Corporación:

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).

3.5 Estimaciones y juicios contables

La preparación de los estados financieros de acuerdo con principios contables generalmente aceptados requiere que se realicen juicios y estimaciones que afectan a la valoración de los activos y pasivos registrados, a la presentación de activos y pasivos contingentes, así como a los ingresos y gastos reconocidos a lo largo del ejercicio. 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; (ii) cálculo del valor recuperable de los activos (ver Notas 12, 13, 14 y 21); (iii) combinaciones de negocios (ver Nota 5), (iv) provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias (ver Nota 15); (v) impuesto sobre beneficios, créditos fiscales y activos por impuestos diferidos (ver Nota 23); (vi) valor de mercado de los instrumentos financieros derivados (ver Nota 10); (vii) cálculo de la pérdida esperada de los instrumentos financieros; y (viii) evaluación de las inversiones en Venezuela (ver Notas 14 y 21).

Reservas de crudo y gas

La estimación de las reservas¹¹ 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 para el cálculo de la amortización utilizando la ratio de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos del segmento *Upstream* (ver “valor recuperable de los activos” en esta Nota). Modificaciones en los volúmenes de reservas y recursos podrían tener un impacto significativo sobre los resultados del Grupo.

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”).

Valor recuperable de los 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 ver si es procedente 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 registrado, el importe en libros del activo se incrementa hasta la estimación revisada de su valor recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros que se habría determinado 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 del *Downstream*, las UGE se corresponden con actividades (principalmente Refino, Química, Negocios comerciales - Movilidad, GLP, Lubricantes, Asfaltos y Especialidades-, Mayorista y Trading de gas y generación y comercialización eléctrica) y áreas geográficas. En 2019 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.

¹¹ A continuación, se detalla la clasificación de las reservas:

Reservas probadas: Las reservas probadas (escenario 1P) 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.

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.

Reservas desarrolladas: Son cantidades, probadas o probables, que se espera recuperar de pozos e instalaciones existentes.

Recursos contingentes: Aquellas cantidades de petróleo 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.

Repsol aplica “*SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG/SPWLA/EAGE Petroleum Resources Management System*”, donde se puede consultar estas definiciones.

Los volúmenes registrados son sometidos periódicamente a auditorías con 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*” disponible en www.repsol.com.

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.

Las proyecciones de flujos de caja se basan en las mejores estimaciones disponibles de ingresos, gastos e inversiones de las UGE, que se realizan empleando 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 presupuestos y planes estratégicos, que definen un marco macroeconómico para los países en los que el Grupo tiene actividad y que contempla variables tales como inflación, el PIB, el tipo de cambio, etc. El marco macroeconómico mencionado 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 y del gas natural que se utilizan en el test de deterioro se elaboran a partir de la información macroeconómica, financiera, de mercado y de las previsiones disponibles de analistas. Para su cálculo 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 y agencias internacionales de referencia¹².
 - 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-).

En la Nota 21.1 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 significativos.

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 activo. 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 negocio¹³. 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. En la nota 21.1 se muestran las tasas de descuento utilizadas en el test de deterioro de 2019.

¹² Las macro consultoras utilizadas son Platts Analytics, IHS y Wood Mckenzie. Las agencias de referencia son la Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en inglés) y la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés).

¹³ Los principales componentes de la tasa de descuento se detallan a continuación:

- El tipo de interés libre de riesgo para los flujos en dólares se corresponde con el del bono soberano de EE.UU a 10 años y para los flujos en euros con 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;
- 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 y Marketing, Química, GLP y Gas & Power.

En 2019 respecto a 2018 no ha habido variaciones significativas en el riesgo-país ni en el riesgo propio de negocio.

Activos de exploración y producción de hidrocarburos

La valoración de los activos 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 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 "*Reservas de crudo y gas*" en apartado anterior).
- 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 aplicando un factor de escalación para gastos operativos e inversiones (generalmente 1 ó 1,5%).

Activos de negocios *Downstream*

En el caso del *Downstream*, para la estimación de los flujos de caja de sus negocios se calcula la evolución prevista de las variables clave (demanda de productos petrolíferos, márgenes de contribución unitarios, costes fijos y flujos de inversión necesarios para seguir manteniendo el nivel de actividad) de acuerdo con las expectativas consideradas en el presupuesto anual y en los planes estratégicos de cada negocio, en consonancia con el nuevo escenario de transición energética y de descarbonización de la economía. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o las inversiones para mejoras en el desempeño del activo. El periodo de proyección de flujos de caja contemplado en la evaluación es, en general, de cinco años, extrapolándose para años posteriores el flujo correspondiente al quinto año sin aplicar una tasa de crecimiento. De forma particular:

- En los negocios de Refino y de Movilidad en España se realizan proyecciones a largo plazo hasta 2040 (en línea con el marco de referencia temporal utilizado por la IEA en sus estimaciones de demanda de productos petrolíferos).
- Los flujos de caja en los negocios de Mayorista y Trading Gas han sido estimados conforme a las siguientes hipótesis más representativas:
 - 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.

Empresas asociadas y negocios conjuntos

Por otro lado, la evaluación de la recuperabilidad de las participaciones en asociadas o negocios conjuntos del Grupo, se lleva a cabo comprobando el deterioro del valor para la totalidad del importe en libros de la inversión, incluyendo cualquier fondo de comercio que pudiese estar implícito en la inversión, 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 por su uso continuo que sean en gran medida independientes de las procedentes de otros activos o unidades generadoras de efectivo del Grupo.

Sensibilidades

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 (ver Nota 21.2).

Combinaciones de negocios

Las combinaciones de negocios del Grupo son registradas de acuerdo al método de adquisición (ver Nota 5) y requieren de juicios y estimaciones en la asignación de valores razonables a los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la operación, así como en la asignación del precio de compra a dichos valores razonables. En la Nota 5 se especifican las principales

combinaciones de negocios del ejercicio.

Provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias

El coste final de la liquidación de denuncias, reclamaciones y litigios puede variar de las estimaciones previamente realizadas debido a diferencias en la identificación de fechas, interpretación de las normas, opiniones técnicas y evaluaciones de la cuantía de los daños y responsabilidades.

Repsol realiza juicios y estimaciones 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 fijadas por el Grupo es del 4,0%.

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 medio ambiente, 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, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas para estos costes (ver Nota 15).

Cálculo del impuesto sobre beneficios, los créditos fiscales y los activos por impuestos diferidos

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 (ver Nota 23).

Valor de mercado de los instrumentos financieros derivados

Las técnicas de valoración utilizadas para los instrumentos financieros derivados clasificados en las jerarquías de nivel 2 y 3¹⁴ se basan, de acuerdo a la normativa contable, en un enfoque de ingreso, el cual consiste en el descuento de los flujos futuros conocidos o estimados utilizando curvas de descuento construidas a partir de los tipos de interés de referencia en el mercado (en los derivados, se estiman a través de curvas *forward* implícitas de mercado), incluyendo ajustes por riesgo de crédito en función de la vida de los instrumentos. En el caso de las opciones se utilizan modelos de fijación de precios basadas en las fórmulas de *Black & Scholes*.

Las variables fundamentales para la valoración de los instrumentos financieros dependen del tipo de instrumento valorado, 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.

Cálculo de la pérdida esperada de los instrumentos financieros

Repsol realiza juicios y estimaciones para el registro de los deterioros de sus instrumentos financieros. Los modelos de valoración utilizados por el Grupo son ampliamente aceptados en los mercados. Sin embargo, la complejidad de su cálculo radica en la determinación de variables como la probabilidad de impago, la exposición y la severidad (ver Nota 11).

¹⁴ Los activos financieros registrados a valor razonable se clasifican, atendiendo a su metodología de cálculo, en tres niveles:

- Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento y se refieren principalmente a derivados mantenidos para negociar y fondos de inversión.
- Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.
- Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

Cualquier modificación en las variables o circunstancias relacionadas con estas provisiones, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones.

Evaluación de los activos vinculados a Venezuela

Repsol está presente en Venezuela a través de sus participaciones en empresas mixtas de crudo y licenciatarias de gas. 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 11, 14 y 21.3).

INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

(4) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO¹⁵

4.1) Definición de los segmentos

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 que generan ingresos y gastos, 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 de la Compañía.

A 31 de diciembre de 2019 y 2018, los segmentos de operación del Grupo son:

- *Upstream*, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de las reservas de crudo y gas natural.
- *Downstream*, correspondiente, principalmente, a las siguientes actividades: (i) refino, (ii) petroquímica, (iii) trading y transporte de crudo y productos, (iv) comercialización de productos petrolíferos, químicos y GLP, (v) comercialización, transporte y regasificación de gas natural y gas natural licuado (GNL) y (vi) generación de electricidad y comercialización de electricidad y gas en España.

Por último, *Corporación y otros* incluye las actividades no imputadas a los anteriores segmentos de negocio y, en particular, los gastos de funcionamiento de la corporación y el resultado financiero, así como los ajustes de consolidación intersegmento.

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 de negocios conjuntos¹⁶, 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 ("*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 *Downstream* 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 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

¹⁵ 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 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.

¹⁶ Los negocios conjuntos en el modelo de presentación de los resultados de los segmentos se consolidan proporcionalmente de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo. Véase la Nota 14 y el Anexo I donde se identifican los principales negocios conjuntos del Grupo.

operaciones de los negocios. Se incluyen aquí las plusvalías/minusvalías por desinversiones, los costes de reestructuración, los deterioros de activos y 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

Resultados

SEGMENTOS	Millones de euros	
	2019	2018
Upstream	1.050	1.325
Downstream	1.456	1.583
Corporación y otros	(464)	(556)
RESULTADO NETO AJUSTADO	2.042	2.352
Efecto patrimonial	(35)	(68)
Resultados específicos	(5.823)	57
RESULTADO NETO	(3.816)	2.341

La principal información financiera por segmentos de negocio se incluye en esta Nota. Información adicional se puede encontrar en el Informe de Gestión que acompaña a estas Cuentas Anuales, se publica junto con ellas y es fácilmente accesible en www.repsol.com.

Flujos de caja y capital empleado

Millones de euros	Flujo de caja de las operaciones		Flujo de caja libre		Capital empleado	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018 ⁽¹⁾
Upstream	3.140	3.341	765	1.453	17.205	21.515
Downstream	2.777	1.854	1.419	105	14.078	11.338
Corporación	(80)	233	(124)	3.498	2.009	1.500
TOTAL	5.837	5.428	2.060	5.056	33.292	34.353

⁽¹⁾ Capital empleado sin considerar el impacto de la NIIF 16 *Arrendamientos*.

Información por áreas geográficas

La distribución geográfica de las principales magnitudes a 31 de diciembre de 2019 y 2018, en los segmentos de actividad en los que este desglose resulta significativo, son los siguientes:

	Millones de euros					
	Resultado de las operaciones		Resultado neto ajustado		Inversiones de explotación ⁽¹⁾	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Upstream	1.969	2.514	1.050	1.325	2.429	1.973
Europa, África y Brasil	1.326	1.614	653	768	526	442
Latinoamérica-Caribe	522	726	387	501	341	314
Norteamérica	96	273	76	212	1.025	659
Asia y Rusia	371	465	182	264	164	166
Exploración y otros	(346)	(564)	(248)	(420)	373	392
Downstream	1.928	2.143	1.456	1.583	1.376	1.831
Europa	1.822	2.039	1.398	1.500	1.226	1.578
Resto del Mundo	106	104	58	83	150	253
Corporación y otros	(236)	(261)	(464)	(556)	56	70
TOTAL	3.661	4.396	2.042	2.352	3.861	3.874

⁽¹⁾ Incluye las inversiones devengadas en el período.

Para más información por segmentos y las conciliaciones de estas magnitudes con los Estados Financieros NIIF-UE, véase el Anexo II.

PRINCIPALES ADQUISICIONES Y DESINVERSIONES

(5) PRINCIPALES ADQUISICIONES Y DESINVERSIONES

Políticas contables: Combinaciones de negocios

Las combinaciones de negocios en las que el Grupo adquiere el control de uno o varios negocios mediante la fusión o escisión de varias empresas o por la adquisición de todos los elementos patrimoniales de una empresa o de una parte que constituya uno o más negocios, se registran por el método de adquisición de acuerdo a lo dispuesto en la NIIF 3 *Combinaciones de Negocio*. El método de adquisición implica, salvo por las excepciones de reconocimiento y medición establecidas en la NIIF 3, la contabilización en la fecha de adquisición de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos por su valor razonable en dicha fecha, siempre y cuando este valor pueda ser medido con fiabilidad. Los costes relacionados con la adquisición se registran como gastos en la cuenta de pérdidas y ganancias.

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

Cuando una combinación de negocios se realiza por etapas, el valor contable en la fecha de adquisición de la participación en el patrimonio de la adquirida previamente mantenida se valora nuevamente por su valor razonable en la fecha de adquisición, reconociendo cualquier ganancia o pérdida resultante en resultados.

5.1) Adquisición de los negocios de Viesgo

El 2 de noviembre de 2018 se adquirieron los negocios no regulados de generación de electricidad de bajas emisiones de Viesgo, así como sus comercializadoras regulada y no regulada de gas y electricidad por un precio de 733 millones de euros.

La contabilización a 31 de diciembre de 2019 de esta combinación de negocios es definitiva, una vez ha finalizado el periodo de doce meses desde la adquisición previsto en la NIIF 3 *“Combinaciones de negocios”*. Durante este periodo se ha revisado la valoración de los activos y pasivos adquiridos, sin cambios significativos en el importe del fondo de comercio registrado inicialmente:

Millones de euros	Valor en libros de Repsol	Valor en libros de la sociedad adquirida
Inmovilizado intangible	118	60
Inmovilizado material	361	391
Activos por impuesto diferido	257	257
Otros activos no corrientes	20	20
Otros activos corrientes	138	138
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	26	26
Total Activos	920	892
Provisiones corrientes y no corrientes	(66)	(68)
Pasivos por impuesto diferido	(12)	(5)
Otros pasivos corrientes	(158)	(158)
Total Pasivos	(236)	(231)
ACTIVOS NETOS ADQUIRIDOS	684	661
COSTE DE ADQUISICIÓN	733	
FONDO DE COMERCIO	49	

5.2) Adquisición del 63% del bloque Eagle Ford

En noviembre de 2019 se ha adquirido por 352 millones de dólares la participación del 63% de su socio, Equinor, en el activo productivo no convencional de Eagle Ford. Este activo no convencional, localizado al sur del estado de Texas (Estados Unidos), produce crudo y gas con líquidos asociados. Con esta transacción, Repsol pasa a controlar el 100% del activo, siendo operador del mismo e incorporando 280 kilómetros cuadrados netos de dominio minero, aproximadamente, y 34.000 barriles equivalentes de producción diaria.

El precio de compra se ha asignado provisionalmente a los activos adquiridos (principalmente inmovilizado material), y a los pasivos asumidos en función de la estimación de sus valores razonables a la fecha de adquisición¹⁷. No se han identificado diferencias significativas entre el precio de adquisición y el valor razonable estimado, por lo que no se ha reconocido fondo de comercio.

5.3) Venta de la participación en Naturgy Energy Group

El 18 de mayo de 2018, Repsol, S.A. completó la venta de su participación en Naturgy Energy Group, S.A. (200.858.658 acciones representativas de un 20,072% del capital social) por un precio total de 3.816 millones de euros, equivalente a 19 euros por acción, todo ello con arreglo a lo establecido en el contrato de compraventa suscrito con Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U. el 22 de febrero de 2018.

La plusvalía generada por la venta ascendió a 344 millones de euros neto de impuestos, reconocidos en el epígrafe “*Resultado de operaciones interrumpidas*” de la cuenta de pérdidas y ganancias (ver Nota 24), que adicionalmente incluye los resultados generados por dicha participación hasta el 22 de febrero de 2018, por importe de 68 millones de euros.

¹⁷ El valor razonable de los activos (Inmovilizado material) se ha calculado siguiendo un enfoque de ingresos (“*Income approach*”), mediante el descuento de flujos de caja, considerando variables no observables en el mercado consistentes con las descritas en la Nota 21.

ESTRUCTURA DE CAPITAL Y RECURSOS FINANCIEROS

(6) ESTRUCTURA FINANCIERA

Repsol, como parte fundamental de su estrategia, ha formulado el compromiso de mantener una política de prudencia financiera. La estructura financiera objetivo está definida por este compromiso de solvencia y el objetivo de maximizar la rentabilidad del accionista optimizando el coste del capital.

La determinación de la estructura financiera objetivo tiene en cuenta la ratio de apalancamiento, definida como relación entre la deuda neta¹⁸ (considerando en su caso los pasivos por arrendamiento) y el capital empleado¹⁹. 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 2019 y 2018, se desglosa a continuación:

Millones de euros	Con arrendamientos	Sin arrendamientos	
	2019	2019	2018
Patrimonio Neto	25.209	25.336	30.914
Pasivos financieros no corrientes	10.929	8.220	9.392
Pasivos financieros corrientes	6.538	6.114	4.289
Activos financieros no corrientes ⁽¹⁾	(974)	(953)	(974)
Otros activos financieros corrientes	(2.800)	(2.792)	(1.711)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(2.979)	(2.979)	(4.786)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés y otros (ver Nota 10)	(48)	(48)	(48)
Deuda neta de negocios conjuntos	(2.583)	(3.342)	(2.723)
Deuda financiera neta⁽²⁾	8.083	4.220	3.439
Capital empleado⁽²⁾	33.292	29.556	34.353
Ratio de Apalancamiento	24,3%	14,3%	10,0%

⁽¹⁾ Corresponde al epígrafe "Activos financieros no corrientes" del balance de situación sin considerar los instrumentos de patrimonio.

⁽²⁾ Medidas Alternativas de Rendimiento. Para más información véase el Anexo I *Medidas Alternativas de Rendimiento* del Informe de Gestión consolidado.

(7) PATRIMONIO NETO

	Millones de euros	
	2019	2018
Fondos propios:	24.335	30.468
Capital social	1.566	1.559
Prima de Emisión y Reservas:	26.731	25.894
Prima de Emisión	6.278	6.428
Reserva legal ⁽¹⁾	312	299
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas ⁽²⁾	20.248	19.342
Dividendo y remuneraciones a cuenta	(107)	(175)
Acciones y participaciones en patrimonio propias	(1.170)	(350)
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	(3.816)	2.341
Otros instrumentos de patrimonio	1.024	1.024
Otro resultado global acumulado	593	160
Intereses minoritarios	281	286
TOTAL PATRIMONIO NETO	25.209	30.914

⁽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⁾ "Otras reservas" incluye el impacto de primera aplicación de la NIIF 16 y CINIIF 23 en 2019 (ver Nota 3.2.1) y el de la NIIF 9 y NIIF 15 en 2018.

7.1) Capital social

El capital social suscrito e inscrito en el Registro Mercantil a 31 de diciembre de 2019 y 2018 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. La Compañía dispone de un programa de ADS (*American Depositary Share*) en Estados Unidos, los cuales cotizan en el mercado OTCQX.

¹⁸ Los ratios utilizan el concepto de deuda neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras.

¹⁹ 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 2020 (ver Nota 7.3), el capital social de Repsol, S.A. asciende a 1.566.043.878 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 2019²⁰.

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⁾	—	7,835	—	7,835
BlackRock, Inc. ⁽²⁾	—	4,762	0,236	4,998
Norges Bank	2,905	—	0,165	3,070

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

⁽²⁾ BlackRock, Inc. ostenta su participación a través de diversas entidades controladas. La información relativa a BlackRock, Inc. se basa en la declaración presentada por dicha entidad en la CNMV el 10 de diciembre de 2019 sobre la cifra de capital social de 1.527.396.053 acciones.

A 31 de diciembre de 2019 las siguientes participadas 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 (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia) OTCQX	13,93 15,68	14,51 15,99	euros dólares
Refinería La Pampilla, S.A.	8.319.175.713	100%	Bolsa de Valores de Lima	0,123	0,101	soles

⁽¹⁾ Corresponde a aquellas bolsas o mercados en los que el Grupo ha solicitado la admisión a cotización, y por tanto, no incluye aquellas otras bolsas, mercados o plataformas multilaterales de negociación en las que las acciones se puedan negociar sin solicitud previa por parte del Grupo.

7.2) Acciones y participaciones en patrimonio propias

Las principales operaciones con acciones propias²¹ efectuadas por el Grupo Repsol han sido las siguientes:

Millones de euros	2019			2018		
	Nº Acciones	Importe	% capital	Nº Acciones	Importe	% capital
Saldo al inicio del ejercicio	24.157.554	350	1,55%	3.028.924	45	0,19%
Compras mercado ⁽¹⁾	176.384.235	2.561	11,26%	149.753.457	2.343	9,61%
Ventas mercado ⁽¹⁾	(48.948.699)	(717)	3,13%	(60.081.841)	(913)	3,85%
Reducción de capital ⁽²⁾	(71.394.987)	(1.024)	4,56%	(68.777.683)	(1.125)	4,41%
Repsol Dividendo Flexible ⁽³⁾	570.802	—	0,04%	234.697	—	—%
Saldo al cierre del ejercicio⁽⁴⁾	80.768.905	1.170	5,16%	24.157.554	350	1,55%

⁽¹⁾ En 2019 "Compras mercado" incluye las compras realizadas al amparo del Programa de Recompra de acciones propias para su amortización (ver apartado siguiente) iniciado el 30 de agosto y finalizado el 5 de noviembre y por el que se han adquirido 70.368.868 acciones. También en 2019 y 2018 "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 2019 se han entregado 696.565 acciones de acuerdo con lo establecido en cada uno de los planes (ver Nota 29.4), así como otras transacciones en el marco de la operativa discrecional de autocartera descrita en el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito del mercado de valores.

⁽²⁾ Incluye 1.026.119 acciones propias adquiridas antes del 27 de marzo de 2019 (fecha de convocatoria de la Junta General de Accionistas 2019).

⁽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.

⁽⁴⁾ A 31 de diciembre de 2019 incluye derivados sobre un notional total de 70 millones de acciones contratados por Repsol S.A. con entidades financieras.

²⁰ En el balance de situación a 31 de diciembre de 2019 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 2020, correspondientes a la venta de derechos a Repsol por importe de 107 millones de euros.

²¹ La Junta General Ordinaria de Accionistas, en sus reuniones celebradas el 28 de marzo de 2014 y el 11 de mayo de 2018, autorizó al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol, directamente o a través de Sociedades dependientes, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol y cualesquiera de sus sociedades 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. La autorización vigente (conferida por la Junta General Ordinaria de Accionistas de 11 de mayo de 2018) se otorgó por un plazo de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto, en la parte no utilizada, la autorización acordada por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de marzo de 2014.

7.3) Dividendos y retribución al accionista

Durante 2019 y 2018 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 2017/Enero 2018	393.708.447	0,388	153	29.068.912	440
Junio/Julio 2018	206.366.731	0,485	100	39.708.771	655
Diciembre 2018/Enero 2019	425.542.521	0,411	175	31.481.529	453
Junio/Julio 2019 ⁽¹⁾	441.300.729	0,505	223	39.913.458	564

⁽¹⁾ En sustitución del que hubiera sido el dividendo complementario del ejercicio 2018.

Asimismo, en noviembre de 2019 se ha ejecutado una reducción de capital mediante amortización de 71 millones de acciones propias²² (representativas de aproximadamente el 4,56% del capital social de Repsol a 31 de diciembre) aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas de 31 de mayo de 2019, dirigida a compensar el efecto dilutivo de las ampliaciones de capital liberadas formalizadas en el ejercicio 2019 en el marco del programa “*Repsol Dividendo Flexible*”. El coste de adquisición de las acciones amortizadas ascendió a 1.024 millones de euros.

Adicionalmente, en enero de 2020 en el marco del programa “*Repsol Dividendo Flexible*” y en sustitución del que hubiera sido el dividendo a cuenta del ejercicio 2019, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 107 millones de euros (0,424 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 38.647.825 acciones, por un importe equivalente de 541 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad dominante.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales consolidadas, está previsto que el Consejo de Administración de la Sociedad proponga a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas continuar con el programa “*Repsol Dividendo Flexible*”, mediante la implementación de una ampliación de capital liberada, en las fechas en las que tradicionalmente se ha venido abonando el dividendo complementario y la correspondiente reducción de capital mediante la amortización de acciones propias para compensar el efecto dilutivo de dichas ampliaciones de capital. Asimismo, el Consejo ha acordado someter a la aprobación de la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas una propuesta de reducción de capital social por importe equivalente al 5% de la cifra del capital a 31 de diciembre de 2018, mediante la amortización de acciones propias. Esta última propuesta de reducción de capital es independiente de la que eventualmente pueda someterse en la próxima Junta General Ordinaria en el contexto de la retribución al accionista mediante el programa “*Repsol Dividendo Flexible*”.

7.4) Otros instrumentos de patrimonio

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 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 la emisión (para más información, ver el folleto informativo de la emisión disponible en www.repsol.com).

Este bono se registró en el epígrafe “*Otros instrumentos de patrimonio*”, incluido dentro del Patrimonio Neto del balance de situación, por considerar que no cumple las condiciones para su consideración contable como pasivo financiero²³. El gasto financiero neto de impuestos por el cupón del bono subordinado se ha registrado en el epígrafe “*Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas*” por importe de 29 millones de euros.

²² La reducción de capital se ha realizado mediante la amortización de autocartera existente a la fecha del Consejo de Administración de 27 de marzo de 2019 y de las acciones adquiridas a través del programa de recompra de acciones finalizado el 5 de noviembre de 2019.

²³ Este bono no incluye una obligación contractual de entrega en efectivo u otro activo financiero, ni una obligación de intercambio de activos o pasivos financieros.

7.5) Intereses minoritarios

El Patrimonio Neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2019 y 2018 corresponde fundamentalmente a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2019	2018
Petronor, S.A.	187	173
Refinería La Pampilla, S.A.	48	66
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	33	32
Otras compañías	13	15
TOTAL	281	286

En 2019 Refinería La Pampilla, S.A. ha completado una ampliación de capital por importe de 201 millones de dólares que ha sido suscrita en un 99,8389% por el Grupo. Como consecuencia de dicha ampliación el porcentaje de participación de Repsol en dicha sociedad se ha incrementado en un 10%, alcanzando el 92,42%.

(8) RECURSOS FINANCIEROS

8.1) Pasivos financieros

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

	Millones de euros	
	2019	2018
Pasivos financieros no corrientes:		
Pasivos financieros no corrientes ⁽¹⁾	10.929	10.818
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽²⁾	11	18
Pasivos financieros corrientes:		
Pasivos financieros corrientes ⁽¹⁾	6.538	4.486
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽³⁾	350	250
TOTAL	17.828	15.572

⁽¹⁾ La variación se explica fundamentalmente por la aplicación de la NIIF 16 y por los compromisos adquiridos de compra de autocartera a través de instrumentos derivados descritos en el apartado anterior, que se han visto parcialmente compensados por la cancelación de un bono a su vencimiento y la reclasificación entre ambos epígrafes de los bonos con vencimiento en un plazo no superior a los 12 meses.

⁽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 2019 y 2018, es el siguiente:

Millones de euros	31 de diciembre de 2019 y 2018							
	A VR con cambio en resultados		A coste amortizado		Total		Valor Razonable	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Bonos y obligaciones	—	—	4.199	5.243	4.199	5.243	4.551	5.493
Préstamos ⁽¹⁾	—	—	2.946	2.789	2.946	2.789	2.946	2.789
Pasivos por arrendamientos	—	—	2.709	1.427	2.709	1.427	n/a	n/a
Deudas con entidades de crédito	—	—	917	1.208	917	1.208	934	1.161
Derivados ⁽²⁾	82	74	—	—	82	74	82	74
Otros pasivos financieros	—	—	88	95	88	95	88	96
No corrientes	82	74	10.859	10.762	10.941	10.836	8.601	9.613
Bonos y obligaciones	—	—	3.721	2.855	3.721	2.855	3.748	2.862
Préstamos	—	—	970	660	970	660	970	660
Pasivos por arrendamientos	—	—	424	197	424	197	n/a	n/a
Deudas con entidades de crédito	—	—	1.328	704	1.328	704	1.328	704
Derivados ⁽²⁾	397	300	—	—	397	300	397	300
Otros pasivos financieros	—	—	48	20	48	20	48	20
Corrientes	397	300	6.491	4.436	6.888	4.736	6.491	4.546
TOTAL ⁽²⁾⁽³⁾	479	374	17.350	15.198	17.829	15.572	15.092	14.159

⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente el préstamo concedido por Repsol Sinopec Brasil S.A. (ver 8.2) cuyo tipo de interés se renueva anualmente.

⁽²⁾ En 2019 incluye derivados de cobertura no corriente y corriente por importe de 73 y 24 millones de euros, respectivamente (56 y 1 millones de euros en 2018, respectivamente). Para más información ver Nota 10.

⁽³⁾ En relación al riesgo de liquidez, la distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2019 y 2018 se informa en la Nota 11.

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

Millones de euros	2019		2018	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Bonos y obligaciones	7.709	2,29%	8.598	2,59%
Otros pasivos financieros	2.521	2,46%	2.037	2,99%
Deudas con entidades de crédito	3.684	3,28%	3.016	2,98%
TOTAL	13.914	2,58%	13.651	2,74%

8.2) Préstamos

Incluyen aquellos préstamos concedidos por sociedades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación. A 31 de diciembre 2019 y 2018 existen préstamos por importe de 3.915 y 3.449 millones de euros, respectivamente, destacando el préstamo concedido por Repsol Sinopec Brasil S.A. a través de su filial Repsol Sinopec Brasil B.V. (ver Nota 14) a sus accionistas en el porcentaje de participación en el capital y que a 31 de diciembre de 2019 y 2018 presenta un saldo para el Grupo de 2.946 y 2.788 millones de euros, respectivamente.

8.3) Pasivos por arrendamientos

El detalle de los pasivos reconocidos²⁴ por las cuotas a pagar por arrendamientos a 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Millones de euros	2020	2021	2022	2023	2024 y ss. ⁽¹⁾	Total
Cuotas por arrendamiento	424	282	250	238	1.939	3.133

⁽¹⁾ Un 12% corresponden a contratos cuyo vencimiento es superior a 15 años.

8.4) Deudas con entidades de crédito

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

8.5) Bonos y obligaciones

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2019²⁵

- En febrero de 2019 se ha cancelado a su vencimiento el bono emitido por Repsol International Finance B.V. (RIF) en enero de 2012 al amparo del Programa EMTN por importe nominal de 1.000 millones de euros y un cupón fijo anual del 4,875%.
- En julio de 2019 se ha cancelado a su vencimiento el bono emitido por RIF en julio de 2016 al amparo del Programa EMTN por importe nominal de 100 millones de euros y un cupón fijo anual del 0,125%.
- En agosto de 2019, RIF ha realizado una emisión de bonos garantizados por Repsol S.A. al amparo del Programa EMTN por importe de 750 millones de euros, con vencimiento en agosto de 2027 y con un cupón fijo anual del 0,25%.

²⁴ 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 2020-2076 y cuyas cuotas estimadas futuras sin descontar ascenderían a 199 millones de euros (no contempla las prórrogas opcionales de los contratos con Emera Brunswick Pipeline y Maritimes & North East Pipeline descritos en la Nota 13 por su escasa probabilidad de ejecución) siendo la más significativa la prórroga quinquenal del contrato de arrendamiento de un buque por importe de 115 millones de euros (habiendo dos prórrogas similares adicionales); y (iii) los contratos de arrendamiento firmados y no iniciados, cuyos pagos fijos futuros ascienden a 20 millones de euros en 2020 y 90 millones de euros en 2021 y siguientes.

²⁵ Principales emisiones, recompras o reembolsos del ejercicio 2018: i) en enero se amortizó anticipadamente un bono emitido por ROGCI (nominal de 251 millones de dólares y cupón fijo anual del 3,75%), ii) en febrero se canceló a su vencimiento un bono emitido por RIF (nominal de 750 millones de euros y cupón fijo anual del 4,375%), (iii) en julio se canceló a su vencimiento un bono emitido por RIF (nominal de 600 millones de euros y cupón anual referenciado al Euribor a 3 meses más un diferencial de 70 puntos básicos).

Saldo vivo de bonos y obligaciones a 31 de diciembre de 2019:

ISIN	Entidad emisora	Fecha de emisión	Moneda	Nominal (millones)	Tipo medio %	Vencimiento	Cotiza ⁽⁵⁾
US87425EAE32 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Oct-97	Dólar	50	7,250%	Oct-27	—
US87425EAH62 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	May-05	Dólar	88	5,750%	May-35	—
US87425EAJ29 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Ene-06	Dólar	102	5,850%	Feb-37	—
US87425EAK91 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Nov-06	Dólar	115	6,250%	Feb-38	—
US87425EAN31 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	May-12	Dólar	57	5,500%	May-42	—
XS0933604943 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	May-13	Euro	1.200	2,625%	May-20	LuxSE
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% ⁽⁴⁾	Mar-75	LuxSE
XS1334225361 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	Dic-15	Euro	600	2,125%	Dic-20	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

Nota: No incluye el bono subordinado perpetuo emitido por RIF el 25 de marzo de 2015 por importe de 1.000 millones de euros, que califica como instrumento de patrimonio (ver Nota 7.4).

⁽¹⁾ Emisiones realizadas al amparo del Programa EMTN garantizado por Repsol, S.A.

⁽²⁾ Bono subordinado emitido por Repsol International Finance B.V. con la garantía de Repsol, S.A.

⁽³⁾ Emisiones de Repsol Oil & Gas Canada, Inc., garantizadas por Repsol, S.A.

⁽⁴⁾ Cupón revisable el 25 de marzo de 2025 y el 25 de marzo de 2045.

⁽⁵⁾ 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 contratado a 31 de diciembre de 2019 de 1.845 millones de euros (1.635 millones de euros a 31 de diciembre de 2018).

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 4.650 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 las obligaciones o con base en una resolución extraordinaria, puede declarar las obligaciones vencidas y pagaderas. Adicionalmente, los tenedores de los bonos emitidos desde 2013 pueden elegir si amortizan sus bonos en caso que ocurra un evento de cambio de control de Repsol y si como consecuencia de dicho cambio de control la calificación crediticia de Repsol quedara situada por debajo del grado de inversión.

Adicionalmente la emisión del bono subordinado de 1.000 millones de euros realizada el 25 de marzo de 2015 por RIF con la garantía de Repsol, S.A., no contiene cláusulas de vencimiento anticipado, con excepción de los supuestos de disolución o liquidación. Estas mismas condiciones aplican al bono subordinado perpetuo de 1.000 millones de euros descrito en la Nota 7.4²⁶.

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

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 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.

²⁶ Este bono no incluye una obligación contractual de entrega en efectivo u otro activo financiero, ni un obligación de intercambio de activos o pasivos financieros.

8.6) Valor razonable

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		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
A Valor Razonable ⁽¹⁾	319	223	160	151	—	—	479	374
TOTAL	319	223	160	151	—	—	479	374

⁽¹⁾ Incluye derivados de cobertura de nivel 1 y nivel 2 por importe de 97 y 57 millones de euros, respectivamente.

En relación a la clasificación y las técnicas de valoración de los instrumentos financieros, ver Nota 3.

(9) ACTIVOS FINANCIEROS

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

	Millones de euros	
	2019	2018
Activos no corrientes		
Activos financieros no corrientes	1.125	1.103
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	9	33
Activos corrientes		
Otros activos financieros corrientes	2.800	1.711
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽²⁾	168	241
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes ⁽³⁾	2.979	4.786
TOTAL	7.081	7.874

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

⁽²⁾ Registrados en el epígrafe "Otros deudores" del balance de situación.

⁽³⁾ 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	31 de diciembre de 2019 y 2018						Total	
	A Valor Razonable con cambios en resultados		A VR con cambios en Otro resultado global		A coste amortizado ⁽³⁾		2019	2018
	2019	2018	2019	2018	2019	2018		
Instrumentos de patrimonio ⁽²⁾	29	24	122	105	—	—	151	129
Derivados ⁽⁴⁾	9	33	—	—	—	—	9	33
Préstamos	—	—	—	—	759	921	759	921
Depósitos a plazo	—	—	—	—	150	—	150	—
Otros activos financieros	43	53	—	—	22	—	65	53
No corrientes	81	110	122	105	931	921	1.134	1.136
Derivados ⁽⁴⁾	238	308	40	10	—	—	278	318
Préstamos	—	—	—	—	203	174	203	174
Depósitos a plazo	—	—	—	—	2.481	1.455	2.481	1.455
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	8	9	—	—	2.971	4.777	2.979	4.786
Otros activos financieros	—	3	—	—	6	2	6	5
Corrientes	246	320	40	10	5.661	6.408	5.947	6.738
TOTAL ⁽¹⁾	327	430	162	115	6.592	7.329	7.081	7.874

⁽¹⁾ 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 2019 a 1.306 millones de euros a largo plazo y 5.743 a corto plazo, mientras que a 31 de diciembre de 2018 ascendían a 668 millones de euros a largo plazo y 5.864 millones a corto plazo, respectivamente.

⁽²⁾ Incluye las participaciones financieras minoritarias en algunas sociedades en las que no se ejerce influencia en la gestión.

⁽³⁾ 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.

⁽⁴⁾ Incluye derivados de cobertura de flujo de efectivo corrientes (con cambios en Otro resultado global) por importe de 40 millones de euros, (10 millones de euros en 2018), y derivados de valor razonable no corrientes por importe de 2 millones de euros.

9.1 Préstamos

En 2019 y 2018, 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 962 y 1.095 millones de euros. Entre ellos, destaca la financiación a los negocios conjuntos en Venezuela (ver Notas 14 y 22), cuyo saldo en balance a 31 de diciembre de 2019 y 2018 asciende a 426 y 518 millones de euros, respectivamente.

La rentabilidad media devengada de estos activos financieros²⁷ asciende a un interés medio de 4,3% y 5,07% en 2019 y 2018, respectivamente, y su vencimiento es el siguiente:

	Millones de euros	
	2019	2018
2020	—	195
2021	139	142
2022	67	60
2023	77	54
Años posteriores	476	470
TOTAL	759	921

9.2 Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

El efectivo y otros activos líquidos equivalentes asciende a:

	Millones de euros	
	2019	2018
Equivalentes de efectivo ⁽¹⁾	609	662
Caja y Bancos	2.370	4.124
TOTAL	2.979	4.786

⁽¹⁾ 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.

9.3 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	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
A VR con cambios en resultados	121	204	175	202	29	24	325	430
A VR con cambios en otro resultado global	2	—	40	10	122	105	164	115
TOTAL	123	204	215	212	151	129	489	545

En relación a la clasificación y las técnicas de valoración de los instrumentos financieros ver Nota 3.

(10) OPERACIONES CON DERIVADOS Y COBERTURAS

10.1) Coberturas contables

El Grupo contrata derivados para cubrir la exposición a la variación de los flujos de efectivo en sus operaciones, entre las que destacan en 2019 y 2018:

- La cobertura de flujos de efectivo²⁸ 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 289 millones de euros con vencimiento a largo plazo y valor razonable negativo de 72 millones de euros a 31 de diciembre de 2019. A través de la misma, el Grupo paga un tipo de interés fijo medio de 5,279 % y recibe Libor a 3 meses. El valor razonable registrado en Patrimonio Neto pendiente de registrar en resultados asciende a -53 millones de euros después de

²⁷ Incluye adicionalmente depósitos a plazo por importe de 150 millones de euros.

²⁸ Coberturas 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 (ver Nota 3.3), se considera que los flujos de efectivo del instrumento de cobertura y el elemento cubierto no se alterarán como resultado de dicha reforma.

impuestos a 31 de diciembre de 2019 (-40 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2018). El impacto reconocido en 2019 en la cuenta de pérdidas y ganancias, antes de impuestos, ha ascendido a 9 millones de euros (9 millones de euros en 2018).

- La cobertura de flujos de efectivo de permutas financieras de tipo de interés²⁶ contratadas en 2014 por un nominal 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 -63 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2019 (-73 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2018). El impacto reconocido en 2019 en la cuenta de pérdidas y ganancias, antes de impuestos, ha ascendido a 14 millones de euros (13 millones de euros en 2018).
- La cobertura de flujos de efectivo para mitigar el riesgo de variabilidad del precio de compra de la electricidad con vencimientos entre 2020 y 2023. A 31 de diciembre de 2019 su nominal asciende a 226 millones de euros y su valor razonable negativo a 24 millones de euros.
- La cobertura de flujos de efectivo para mitigar el riesgo de la variabilidad del precio gas con vencimiento 2020. A 31 de diciembre de 2019 su nominal ascendía a -267 millones de euros y su valor razonable positivo a 40 millones de euros (10 millones de euros a 31 de diciembre 2018).

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 nominal a 31 de diciembre asciende a 3.836 millones de dólares estadounidenses (3.416 millones de euros). En 2018 el nominal ascendía a 3.108 millones de dólares estadounidenses (2.714 millones de euros).

A continuación se detalla el desglose de los instrumentos designados como cobertura contable²⁹ a 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Millones de euros	Nominales Instrumentos de cobertura ⁽¹⁾		Importe en libros del instrumento de cobertura								Total VR		Cambios en el VR	
			Activo No Corriente		Activo Corriente		Pasivo No Corriente		Pasivo Corriente					
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018		
Flujos de Efectivo	248	189	—	—	40	10	(72)	(56)	(24)	(1)	(56)	(47)	1	23
De tipo de interés	289	298	—	—	—	—	(71)	(56)	(1)	(1)	(72)	(57)	(15)	13
De precio de producto	(41)	(109)	—	—	40	10	(1)	—	(23)	—	16	10	16	10
Valor razonable	(22)	—	2	—	—	—	(1)	—	—	—	1	—	1	—
De precio de producto	(22)	—	2	—	—	—	(1)	—	—	—	1	—	1	—
Inversión Neta	(3.416)	(2.714)	—	—	—	—	(2.857)	(2.714)	(559)	—	(3.416)	(2.714)	(59)	(126)
De tipo de cambio	(3.416)	(2.714)	—	—	—	—	(2.857)	(2.714)	(559)	—	(3.416)	(2.714)	(59)	(126)
TOTAL⁽²⁾⁽³⁾	(3.190)	(2.525)	2	—	40	10	(2.930)	(2.770)	(583)	(1)	(3.471)	(2.761)	(57)	(103)

(1) Instrumentos en dólares americanos convertidos a euros a tipo de cierre del ejercicio.

(2) Los métodos de valoración del valor razonable se describen en la Nota 9.3.

(3) La información relativa a las partidas cubiertas se desglosa a continuación:

Millones de euros	Cambios en el VR	
	2019	2018
C. Flujos de efectivo: de tipo de interés	15	(13)
C. Flujos de efectivo: de precio de producto	(16)	(10)
C. Valor razonable: de precio de producto	(1)	—
C. Inversión Neta: de tipo de cambio	59	126

²⁹ 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.

A continuación se detalla el movimiento de las reservas correspondientes a los instrumentos de cobertura contable a 31 de diciembre de 2019 y 2018 registradas en el epígrafe de “Otro resultado global acumulado” del balance de situación:

Millones de euros	2019		2018	
	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	(106)	(41)	(163)	54
Ganancias/(Pérdidas) por valoración imputadas a Otro resultado global	(55)	(59)	3	(126)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	56	—	36	—
Diferencias de conversión	(1)	—	(3)	—
Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	—	—	11	—
Efecto impositivo	(3)	16	10	31
Saldo final a 31 de diciembre	(109)	(84)	(106)	(41)

⁽¹⁾ El importe acumulado en diferencias de conversión por coberturas discontinuadas asciende a (77) millones de euros.

Los saldos acumulados por tipología de instrumentos de cobertura a 31 de diciembre de 2019 y 2018 son:

Millones de euros	Reserva cobertura de flujos efectivo y Reservas de conversión	
	2019	2018
Cobertura de flujos de efectivo	(109)	(106)
- De tipo de interés	(163)	(162)
- De precio de producto	11	10
- Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	—	—
- Efecto fiscal	43	46
Cobertura de inversión neta	(84)	(41)
- De tipo de cambio	(139)	(80)
- Efecto fiscal	55	39

10.2) 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 de acuerdo con NIIF 9. 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	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
De tipo de cambio	—	—	110	77	—	—	(46)	(49)	64	28
De precio de producto	7	33	128	231	(9)	(18)	(327)	(250)	(201)	(4)
TOTAL ⁽¹⁾	7	33	238	308	(9)	(18)	(373)	(299)	(137)	24

⁽¹⁾ Incluye en 2019 instrumentos derivados cuya valoración por el componente de tipo de interés asciende a 24 millones de euros (2018: 9 millones de euros).

El detalle de estos derivados a 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Millones de euros	Vencimiento valores razonables											
	2019						2018					
	2020	2021	2022	2023	Sig.	Total	2019	2020	2021	2022	Sig.	Total
De tipo de cambio	64	—	—	—	—	64	28	—	—	—	—	28
De precio de producto	(198)	(1)	4	(6)	—	(201)	(19)	10	—	1	4	(4)
Futuros de compra	17	—	(10)	—	—	7	(455)	1	(1)	—	—	(455)
Futuros de venta ⁽¹⁾	(230)	—	13	(6)	—	(223)	365	(13)	—	—	2	354
Opciones	1	—	—	—	—	1	—	—	—	—	—	—
Swaps	(32)	(1)	1	—	—	(32)	54	6	1	1	2	64
Otros ⁽²⁾	46	—	—	—	—	46	17	16	—	—	—	33
TOTAL	(134)	(1)	4	(6)	—	(137)	9	10	—	1	4	24

⁽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	2019		2018	
	Unidades físicas	VR (Millones de euros)	Unidades físicas	VR (Millones de euros)
EUAs CO ₂ (Miles de toneladas)	24.749	(179)	35.829	(326)
Crudo (Miles de barriles)	17.924	(51)	43.300	395
Gas (TBTU)	290	7	34	79
Productos	—	—	—	206
Total		(223)		354

⁽²⁾ 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, o si, por el contrario, constituyen un derivado y deben ser valorados de acuerdo a los criterios establecidos en la NIIF 9.

Durante 2019 y 2018 se ha llevado a cabo la contratación de forwards y swaps de divisa a corto plazo que han generado un resultado financiero positivo de 157 y 127 millones de euros, respectivamente, reconocidos en el epígrafe “Variación de valor razonable en instrumentos financieros” del resultado financiero.

En 2019 y 2018, el impacto de la valoración de los derivados de producto y de precio de CO₂ en el “Resultado de explotación” ha sido de 281 y 134 millones de euros, respectivamente.

(11) 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 controlar los riesgos a los que está expuesto el Grupo.

11.1) 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. El análisis de sensibilidad utiliza cambios sobre las variables representativas de su comportamiento histórico.

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.

La exposición al riesgo de tipo de cambio tiene su origen, por un lado, en la existencia de activos e inversiones financieras, pasivos y flujos monetarios denominados en una divisa distinta de la moneda funcional de la matriz del Grupo y por otro lado, la exposición a riesgo de tipo de cambio alcanza a las sociedades del Grupo cuyos activos, pasivos y flujos monetarios están denominados en una divisa distinta de la moneda funcional de dichas sociedades.

Repsol realiza un seguimiento permanente de la exposición de la Compañía 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 flujos de efectivo, con el objetivo de asegurar 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 a los derivados de tipo de cambio véase Nota 10.

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia de las principales apreciaciones o depreciaciones del euro frente al dólar, se detalla a continuación:

	Apreciación (+) / depreciación (-) en el tipo de cambio	Millones de euros
Efecto en el resultado después de impuestos	5%	6
	(5)%	(6)
Efecto en el Patrimonio Neto	5%	89
	(5)%	(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 más 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 10).

A 31 de diciembre de 2019 y 2018 la deuda neta a tipo fijo ascendía a 6.423 y 7.183 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 84% y 116%, 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:

	Incremento (+) / descenso (-) en el tipo de interés (puntos básicos)	Millones de euros
Efecto en el resultado después de impuestos	50 p.b. -50 p.b.	5 (5)
Efecto en el Patrimonio Neto	50 p.b. -50 p.b.	11 (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 iniciado la revisión de su inventario de contratos de acuerdo al calendario previsto para la reforma, con el objeto de identificar aquellos con cláusulas de tipo de interés que pudieran verse afectados, así como sobre las cláusulas de tipos de interés sustitutivos (cláusulas “*fall-back*”) recogidos en los mismos.

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 10).

A 31 de diciembre de 2019 un aumento o disminución del 10% en estos precios hubiera supuesto aproximadamente las siguientes variaciones en el resultado neto.

	Aumento (+) / disminución (-) en los precios de commodities	Millones de euros
Efecto en el resultado después de impuestos	+10% (10)%	15 (15)

11.2) Riesgo de liquidez

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, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos³⁰ y líneas de crédito no dispuestas suficientes para cubrir en 1,2 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 1.808 y 2.249 millones de euros a 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente.

³⁰ Incluye depósitos a plazo con disponibilidad inmediata registrados en el epígrafe “*Otros activos financieros corrientes*” por importe de 2.631 millones de euros.

En las tablas adjuntas se detallan los vencimientos de los pasivos de naturaleza financiera existentes a 31 de diciembre de 2019 y 2018:

	Vencimientos (Millones de euros)							Vencimientos (Millones de euros)						
	2019							2018						
	2020	2021	2022	2023	2024	Sig.	Total	2019	2020	2021	2022	2023	Sig.	Total
Bonos y obligaciones ⁽¹⁾	3.815	1.123	587	86	86	5.333	11.030	2.953	1.966	1.122	586	83	4.606	11.316
Préstamos, deudas con entidades de crédito y otros ⁽¹⁾	2.383	198	246	80	3.041	585	6.533	1.426	250	239	337	88	3.465	5.805
Derivados ⁽²⁾	(39)	—	—	—	—	—	(39)	59	7	7	6	6	23	108
Proveedores	3.638	—	—	—	—	—	3.638	3.244	—	—	—	—	—	3.244
Otros acreedores	3.854	—	—	—	—	—	3.854	4.506	—	—	—	—	—	4.506

NOTA: Los importes mostrados son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el balance. No incluye las deudas por arrendamiento (Ver Nota 8.2).

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

11.3) Riesgo de crédito³¹

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 exposición al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por tipo de instrumento financiero junto con el deterioro registrado a 31 de diciembre de 2019 para cada uno de ellos, se desglosa a continuación:

	Saldo Bruto	Deterioro promedio	Deterioro	Saldo Neto 31/12/2019	Saldo Neto 31/12/2018
Activos financieros corrientes y Efectivo ⁽¹⁾	5.779	—	—	5.779	6.497
Activos financieros no corrientes ⁽²⁾	3.827	61%	(2.331) ⁽³⁾	1.496	1.583
Otros activos corrientes y no corrientes ⁽⁴⁾	2.123	29%	(612)	1.510	996
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar ⁽⁵⁾	6.111	3%	(200)	5.911	6.105

⁽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 14).

⁽³⁾ Incluye activos deteriorados en Fase III (ver apartado siguiente "Pérdida Esperada"). Los deterioros existentes a 31 de diciembre de 2019 corresponden principalmente a situaciones pendientes de litigios y procesos concursales (1.748 millones de euros) y a préstamos y líneas de crédito otorgadas a los negocios conjuntos de Venezuela (537 millones de euros).

⁽⁴⁾ Incluye fundamentalmente activos deteriorados en Fase III correspondientes fundamentalmente a cuentas a cobrar vinculadas con la actividad en Venezuela (ver Notas 20.4 y 21.3).

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

Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

Las deudas comerciales se reflejan en el balance de situación a 31 de diciembre de 2019 y 2018 netos de deterioro por importe de 5.911 y 6.105 millones de euros, respectivamente. En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda comercial neta de provisiones por deterioro (incluye pérdida esperada):

³¹ 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 crediticias (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.

Vencimientos	Millones de euros			
	2019			2018
	Deuda	Deterioro	Saldo	Saldo
Deuda no vencida	5.580	44	5.536	5.667
Deuda vencida 0-30 días	242	7	235	257
Deuda vencida 31-180 días	108	29	79	116
Deuda vencida mayor a 180 días	141	80	61	65
TOTAL	6.071	160	5.911	6.105

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 negocios.

El Grupo, para su actividad comercial, tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe de 3.206 millones de euros a 31 de diciembre de 2019 y de 3.584 millones de euros en 2018. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 ascienden a 908 y 531 millones de euros, respectivamente.

PÉRDIDA ESPERADA :

El Grupo calcula la pérdida de crédito esperada de sus cuentas de **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, considerando toda la información disponible de cada cliente. Como criterio general, el Grupo aplica un umbral de más de 180 días en mora para la consideración de que se ha incurrido en una evidencia objetiva de incumplimiento/deterioro. Estos criterios son aplicados en ausencia de otras evidencias objetivas de incumplimiento, como puedan ser las situaciones concursales, etc.

El resto de **instrumentos financieros**, fundamentalmente ciertos préstamos y garantías financieras concedidas a negocios conjuntos, son objeto de seguimiento individualizado a los efectos de determinar cuándo, en su caso, pudiera haberse producido un deterioro del riesgo de crédito o un incumplimiento.

La pérdida esperada de los instrumentos financieros se calcula en función de la fase del riesgo crediticio del deudor³¹. Para cuantificar el deterioro de valor de los **activos financieros** a los que es de aplicación el modelo de pérdida crediticia esperada, se aplica la siguiente fórmula:

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

⁽¹⁾ Probabilidad de impago: se calcula de forma individualizada para cada deudor según los modelos de solvencia aprobados en el Grupo, a excepción de las personas físicas, para las que se utiliza una tasa media de morosidad. Los modelos tienen en consideración información cuantitativa (variables económico-financieras del cliente, comportamiento de pagos externo e interno...), cualitativa (sector de actividad, datos macroeconómicos del país...), así como variables de sensibilidad de los mercados (por ejemplo, evolución de la cotización). De acuerdo a los modelos se obtiene un rating interno y una probabilidad de impago asociadas para cada deudor.

⁽²⁾ Exposición: se calcula teniendo en cuenta el importe total del crédito pendiente de cobro y una potencial exposición futura en función del límite de riesgo disponible.

⁽³⁾ Severidad: refleja el porcentaje de exposición no recuperado en caso de impago, teniendo en cuenta también si dicha exposición está o no garantizada, y se basa en el comportamiento histórico de los clientes.

Respecto a los instrumentos financieros relativos a las operaciones en **Venezuela**, el cálculo de la pérdida esperada se ha realizado 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 1983-2017") 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.

³² Fase 1: En el momento de reconocimiento inicial se calcula la pérdida crediticia esperada con la probabilidad de impago en los primeros 12 meses. En el caso de las cuentas a cobrar comerciales, de acuerdo con la norma contable, el cálculo se extiende para toda la vida del instrumento.

Fase 2: Cuando el instrumento sufre un incremento de riesgo significativo se calcula la pérdida esperada con la probabilidad de impago para toda la vida del instrumento.

Fase 3: Cuando el instrumento ya está deteriorado se calcula la pérdida esperada para toda la vida del instrumento y, en caso de devengo de intereses, el mismo sería calculado sobre el saldo neto de la provisión por pérdidas crediticias.

ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES

(12) INMOVILIZADO INTANGIBLE

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2019 y 2018 son los siguientes:

	Millones de euros									Total
	Upstream				Downstream			Corporación		
	Fondo de comercio	Permisos de exploración	Aplicaciones Informáticas	Otro inmov.	Derechos vinculación de EE.SS y otros derechos ⁽⁴⁾	Aplicaciones Informáticas	Derechos emisión de CO ₂ ⁽⁵⁾	Concesiones y otros ⁽⁶⁾	Aplicaciones informáticas y otros	
COSTE BRUTO										
Saldo a 1 enero 2018	2.947	2.221	176	80	746	300	69	182	307	7.028
Inversiones ⁽¹⁾	84	192	12	4	56	48	50	9	33	488
Retiros o bajas	(2)	(112)	(8)	(6)	(70)	(16)	—	—	(5)	(219)
Diferencias de conversión	110	97	9	5	8	2	—	1	—	232
Variación del perímetro de consolidación	64	—	—	—	3	18	—	136	—	221
Reclasificaciones y otros movimientos	—	22	9	—	63	13	(7)	6	(2)	104
Saldo a 31 diciembre 2018	3.203	2.420	198	83	806	365	112	334	333	7.854
Primera aplicación NIIF 16 ⁽²⁾	—	—	—	—	(562)	—	—	—	—	(562)
Saldo a 1 enero 2019	3.203	2.420	198	83	244	365	112	334	333	7.292
Inversiones ⁽¹⁾	17	217	15	5	59	86	114	99	24	636
Retiros o bajas	—	(67)	—	—	(9)	(2)	(1)	(13)	(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	88	2	—	151
Saldo a 31 diciembre 2019	3.197	2.685	218	91	306	461	313	447	328	8.080
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS										
Saldo a 1 enero 2018	(184)	(1.052)	(102)	(66)	(468)	(175)	—	(159)	(238)	(2.444)
Amortizaciones	—	(122)	(21)	(1)	(40)	(21)	—	(6)	(24)	(235)
Retiros o bajas	—	113	8	—	69	8	—	—	5	203
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽³⁾	(8)	(210)	—	(1)	—	—	—	1	(4)	(222)
Diferencias de conversión	—	(49)	(6)	(5)	(3)	(1)	—	(1)	—	(65)
Variación del perímetro de consolidación	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Reclasificaciones y otros movimientos	—	12	—	—	—	—	—	(7)	—	5
Saldo a 31 diciembre 2018	(192)	(1.308)	(121)	(73)	(442)	(189)	—	(172)	(261)	(2.758)
Primera aplicación NIIF 16 ⁽²⁾	—	—	—	—	274	—	—	3	—	277
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 ⁽³⁾	(868)	(296)	—	—	—	—	(6)	(3)	(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	—	132
Saldo a 31 de diciembre de 2019	(1.026)	(1.486)	(143)	(73)	(176)	(225)	(6)	(182)	(259)	(3.610)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2018	3.011	1.112	77	10	364	176	112	162	72	5.096
Saldo neto a 31 de diciembre de 2019	2.171	1.199	75	18	130	236	307	265	69	4.470

⁽¹⁾ Las inversiones en 2019 y 2018 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 199 y 170 millones de euros en 2019 y 2018, respectivamente.

⁽²⁾ Derechos de uso reclasificados al inmovilizado material (ver Notas 3.2.1 y 13).

⁽³⁾ Ver Nota 21.

⁽⁴⁾ Incluye los derechos para la vinculación de estaciones de servicio (Ver Nota 3.4.2). A 31 de diciembre de 2019 los costes activados de la obtención de contratos ascienden a 102 millones de euros.

⁽⁵⁾ En el ejercicio 2019, incluye, 201 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2019 de acuerdo con el Plan Nacional de Asignación (63 millones de euros en 2018) y a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2019 por importe de 113 millones de euros (70 millones de euros en 2018). Para más información sobre los derechos de CO₂, ver Nota 31.1.

⁽⁶⁾ Incluye la cartera de clientes adquirida a Viesgo (ver Nota 4).

Fondo de comercio

El detalle por segmento y sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Fondo de comercio	Millones de euros	
	2019	2018
Upstream:		
Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	1.640	2.441
Otras compañías	106	89
Downstream ⁽¹⁾:		
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	106	106
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	103	104
Repsol Electricidad y Gas, S.A.	49	49
Otras compañías	13	68
TOTAL ⁽²⁾	2.171	3.011

⁽¹⁾ Corresponde a un total de 12 UGE siendo el importe individualmente más significativo no superior al 31% del total del segmento. Del total, 424 y 443 millones de euros en 2019 y 2018 corresponden a sociedades cuya actividad principal se desarrolla en Europa.

⁽²⁾ Incluye pérdidas de valor acumuladas por importe de 1.026 y 191 millones de euros en 2019 y 2018 respectivamente.

Upstream:

El fondo de comercio que surgió de la adquisición de ROGCI, asignado a efectos de evaluar su recuperabilidad al segmento, 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 materializado parte de estas sinergias y tras la disminución del valor recuperable de los activos del segmento *Upstream* (ver Nota 21.2), se ha reconocido un deterioro del fondo de comercio de 793 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, el volumen de ventas (producción) y los aumentos en la tasa de descuento, supondrían deterioros adicionales del fondo de comercio de ROGCI. En la Nota 21.2 se incorpora información adicional del efecto de los cambios de las hipótesis clave tienen sobre el valor de los activos del segmento.

Downstream:

Se ha analizado la recuperabilidad del fondo de comercio del segmento *Downstream* de acuerdo a los criterios detallados en la Nota 3. Adicionalmente, para aquellas UGE con fondo de comercio asignado cuyo importe sea significativo en comparación con el importe total del fondo de comercio, Repsol analiza si hay cambios razonablemente previsibles en las hipótesis clave para la determinación del importe recuperable.

En concreto, los análisis de sensibilidad más relevantes se han realizado, de manera individualizada, sobre las siguientes hipótesis: i) descenso del volumen de ventas (5%), ii) aumento de los costes operativos y de inversión (5%), iii) descenso del margen de contribución unitario (5%) y iv) aumentos de la tasa de descuento (100 puntos básicos). Repsol considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente previsibles en dichos supuestos no supondrían impactos significativos en los estados financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2019.

(13) 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 2019 y 2018 es la siguiente:

	Millones de euros									
	Upstream			Downstream				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 ⁽⁶⁾		
COSTE BRUTO										
Saldo a 1 enero 2018	24.108	3.535	437	1.941	19.034	1.218	844	1.037	52.154	
Inversiones	1.188	266	92	6	16	22	788	25	2.403	
Retiros o bajas	(1.431)	(203)	(18)	(22)	(167)	(16)	(7)	(2)	(1.866)	
Diferencias de conversión	1.082	147	23	24	125	15	7	—	1.423	
Variación del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	—	—	—	5	345	—	7	—	357	
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	(40)	(125)	49	53	643	91	(801)	—	(130)	
Saldo a 31 diciembre 2018	24.907	3.620	583	2.007	19.996	1.330	838	1.060	54.341	
Primera aplicación NIIF 16	(80)	—	255	417	1.084	123	—	19	1.818	
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 ⁽¹⁾	—	(3)	—	9	7	—	9	—	22	
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	(366)	(582)	(97)	66	695	68	(794)	—	(1.010)	
Saldo a 31 diciembre 2019	26.438	3.135	902	2.515	21.871	1.679	901	1.065	58.506	
AMORTIZACIÓN Y PERDIDAS DE VALOR ACUMULADAS⁽³⁾										
Saldo a 1 enero 2018	(10.476)	(2.498)	(188)	(982)	(12.121)	(827)	—	(462)	(27.554)	
Amortizaciones	(1.028)	(115)	(14)	(35)	(635)	(41)	—	(37)	(1.905)	
Retiros o bajas	1.385	179	15	18	162	15	—	2	1.776	
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽⁴⁾	(438)	(29)	(34)	1	14	(60)	—	—	(546)	
Diferencias de conversión	(470)	(100)	(9)	(18)	(86)	(6)	—	—	(689)	
Variación del perímetro de consolidación	—	—	—	(1)	—	—	—	—	(1)	
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	19	(15)	3	—	(2)	4	—	—	9	
Saldo a 31 diciembre 2018	(11.008)	(2.578)	(227)	(1.017)	(12.668)	(915)	—	(497)	(28.910)	
Primera aplicación NIIF 16	65	—	(88)	(222)	(459)	325	—	—	(379)	
Saldo a 1 enero 2019	(10.943)	(2.578)	(315)	(1.239)	(13.127)	(590)	—	(497)	(29.289)	
Amortizaciones	(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 ⁽⁴⁾	(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 ⁽²⁾	45	409	3	(22)	(270)	(5)	—	—	160	
Saldo a 31 diciembre 2019	(16.140)	(2.506)	(382)	(1.312)	(13.843)	(673)	—	(505)	(35.361)	
Saldo neto a 31 de diciembre de 2018	13.899	1.042	356	990	7.328	415	838	563	25.431	
Saldo neto a 31 de diciembre de 2019	10.298	629	520	1.203	8.028	1.006	901	560	23.145	

⁽¹⁾ Ver Nota 5.

⁽²⁾ En 2019 y 2018 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 destaca la reclasificación al epígrafe “Otros activos no corrientes” de los activos de Upstream en Vietnam (ver Notas 16 y 21.3). 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 Nota 3.

⁽⁴⁾ Ver Nota 21. A 31 de diciembre de 2019 y 2018 el importe de las provisiones por deterioro de activos ascendía a 7.553 y 3.532 millones de euros, respectivamente.

⁽⁵⁾ Incluye en 2019 y 2018 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.

⁽⁶⁾ Incluye fundamentalmente “Terrenos y construcciones” por importe de 459 y 460 millones de euros en 2019 y 2018, respectivamente. El apartado “Otros” incluye “Maquinaria e instalaciones” y “Otras propiedades” por importe de 101 y 103 millones de euros en 2019 y 2018, respectivamente.

Las principales inversiones del Grupo por área geográfica se detallan en el apartado “Información por áreas geográficas” de la Nota 4.3 que se presenta siguiendo el modelo de reporting del Grupo.

También incluye inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 243 y 256 millones de euros a 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2020 y 2066.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, a 586 y 1.054 millones de euros a 31 de diciembre de 2019, respectivamente, y 584 y 974 millones de euros a 31 de diciembre de 2018, respectivamente.

El epígrafe “Inmovilizado material” incluye elementos totalmente amortizados por importe de 9.536 y 9.303 millones de euros a 31 de diciembre de 2019 y 2018 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, con las consecuentes interrupciones en el negocio que éstas conllevan. El Grupo considera que el actual nivel de cobertura es, en general, adecuado para los riesgos inherentes a su actividad.

A continuación, se muestra la composición y movimiento de los activos por derecho de uso, así como su amortización acumulada:

Millones de euros	Maquinaria e instalaciones ⁽²⁾	Elementos de transporte ⁽³⁾	Edificios ⁽⁴⁾	Terrenos	Otros	Total
Saldo a 31 de diciembre de 2018	643	—	—	111	—	754
Primera aplicación NIIF 16 ⁽¹⁾	805	144	111	73	20	1.153
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

⁽¹⁾ Incluye los derechos de uso clasificados anteriormente en el inmovilizado intangible.

⁽²⁾ Incluye estaciones de servicio, gaseoductos y plataformas de operación.

⁽³⁾ Incluye buques y vehículos de transporte terrestre.

⁽⁴⁾ Incluye oficinas y parkings.

Los contratos de arrendamiento más relevantes son los siguientes:

- El Grupo firmó el 15 de mayo de 2006 con Emera Brunswick Pipeline Company, Ltd. un contrato para el transporte de gas natural a través de un gaseoducto 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 2019 los derechos de uso por este contrato se encuentran totalmente provisionados y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero a 429 millones de dólares (382 millones de euros).
- Adicionalmente, el 21 de abril de 2006 se firmó con Maritimes & North East Pipeline un contrato para el transporte por gaseoducto 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 en marzo de 2009. A 31 de diciembre de 2019 el importe correspondiente de los derechos de uso asciende a 468 millones de euros³³ y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero a 1.072 millones de dólares (954 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 2019 el importe correspondiente de los derechos de uso asciende a 936 millones de euros y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero a 911 millones de euros.

³³ Contrato provisionado por importe de 256 millones de euros (ver Nota 15).

(14) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

El movimiento habido en este epígrafe durante 2019 y 2018 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2019	2018
Saldo al inicio del ejercicio	7.194	9.268
Impactos de nuevas normas (Nota 3.2.1)	(50)	—
Saldo inicial ajustado	7.144	9.268
Inversiones netas	(7)	5
Variaciones del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	56	(3.235)
Resultado inversiones contabilizadas por el método de la participación ⁽²⁾	351	1.053
Resultado de operaciones interrumpidas	—	68
Dividendos repartidos	(426)	(597)
Diferencias de conversión	145	209
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	(26)	423
Saldo al cierre del ejercicio	7.237	7.194

⁽¹⁾ Incluye, en 2018, fundamentalmente la baja de la inversión de Naturgy.

⁽²⁾ Correspondiente a los resultados del periodo de operaciones continuadas. No incluye el "Otro resultado integral" por importe de 142 millones de euros en 2019 (139 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos) y de 234 millones de euros en 2018 (230 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos), derivadas fundamentalmente de diferencias de conversión.

⁽³⁾ 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⁾	
	2019	2018
Negocios conjuntos	7.126	7.037
Entidades asociadas ⁽¹⁾	111	157
TOTAL	7.237	7.194

⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente la participación en Petrocarabobo, S.A. y en Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ltd.

⁽²⁾ En 2019, corresponden a Upstream 6.780 millones de euros (6.812 millones de euros en 2018).

En base a los acuerdos de accionistas firmados con cada uno de los socios en cada sociedad, y en virtud de los cuales, las decisiones estratégicas operativas y financieras requieren del consentimiento unánime de las partes que comparten el control, éstas se consideran negocios conjuntos en la medida en que los socios tienen derecho a los activos netos. Destacamos a continuación los más significativos:

Repsol Sinopec Brasil (RSB)

Repsol, S.A. tiene una participación del 60% en el grupo Repsol Sinopec Brasil (RSB), integrado por Repsol Sinopec Brasil, S.A. y sus sociedades dependientes. La participación de Repsol se instrumenta mediante la titularidad de acciones representativas del 60% del capital de Repsol Sinopec Brasil, S.A. El 39,991% restante corresponde a Tittop Luxembourg, S.A.R.L.

Las principales actividades de esta sociedad son la exploración y producción de hidrocarburos, importación y exportación de hidrocarburos y productos derivados, almacenamiento, distribución, venta de petróleo, derivados del petróleo y gas natural, así como la prestación de servicios relacionados con dichas actividades. Sus operaciones se realizan fundamentalmente en Brasil.

En relación a los préstamos concedidos por RSB al Grupo Repsol, véase nota 8.2. En relación a las garantías otorgadas por el Grupo a favor de RSB, véase la Nota 27.

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 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.

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. Las principales actividades de esta sociedad y sus filiales la exploración,

explotación y comercialización de hidrocarburos y cualquier otra actividad relacionada incluyendo la construcción y operación de plataformas, oleoductos y otras instalaciones, 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 21.3.

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 21.3.

Repsol Sinopec Resources UK Ltd. (RSRUK)

Compañía participada por las sociedades Talisman Colombia Holdco, Ltd y Addax Petroleum UK Limited (Addax), filial del grupo Sinopec, al 51% y 49% respectivamente, siendo las principales actividades de esta sociedad la exploración y explotación de hidrocarburos en el Mar del Norte. Este negocio conjunto se gobierna a través de un acuerdo de accionistas, que requiere del consentimiento unánime de ambos accionistas para todas las decisiones significativas financieras y operativas. En relación al 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 realiza principalmente actividades de exploración, investigación, explotación, desarrollo y comercialización de hidrocarburos y productos derivados en Colombia. Repsol en base al acuerdo de accionistas con Ecopetrol, S.A. considera a Equion Energía Ltd. como parte de sus negocios conjuntos.

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	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Ingresos ordinarios	1.339	1.560	213	217	1.794	2.162	244	277	538	570	1.156	1.253	337	399
Amortización y provisiones por deterioro ⁽¹⁾	(413)	(253)	(85)	(96)	(1.890)	(990)	(77)	(122)	(46)	(650)	(401)	(336)	(130)	(169)
Otros ingresos/(gastos) de explotación ⁽²⁾	(466)	(782)	(90)	(139)	(932)	(1.037)	(60)	(77)	(144)	189	(276)	186	(79)	(34)
Rdo de explotación	460	525	38	(18)	(1.028)	135	107	78	348	109	479	1.103	128	196
Intereses netos	168	128	10	7	(95)	(95)	(51)	(37)	(146)	(189)	23	—	13	3
Resultado financiero	(62)	15	(7)	(10)	(26)	(10)	3	(5)	(7)	(5)	(94)	(146)	(30)	2
Rdo. inversiones método participación neto de impuestos	23	23	14	13	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Rdo antes de impuestos	589	691	55	(8)	(1.149)	30	59	36	195	(85)	408	957	111	201
Gasto por impuesto ⁽³⁾	(159)	(238)	(12)	6	690	(93)	(87)	193	(107)	(282)	(136)	373	(45)	(84)
Rdo del periodo atribuido a la sociedad dominante	430	453	43	(2)	(459)	(63)	(28)	229	88	(367)	272	1.330	66	117
Participación de Repsol	60%	60%	48%	48%	30%	30%	40%	40%	50%	50%	51%	51%	49%	49%
Rdo por integración	258	272	21	(1)	(138)	(19)	(11)	92	44	(184)	139	678	32	57
Dividendos	274	283	44	1	—	—	—	247	—	—	—	—	—	—
Otro resultado integral⁽⁴⁾	87	193	10	21	13	29	(8)	(22)	(10)	(18)	17	(5)	5	11

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

- (1) En 2019 incluye en BPRY deterioros reconocidos como consecuencia de los nuevos escenarios de precios del gas (ver Nota 21). Adicionalmente en 2019 Petroquiriquire y Cardón IV incluyen el deterioro del inmovilizado material y de cuentas a cobrar a PDVSA por importe de 5 y 29 millones de euros millones de euros, respectivamente. En 2018 incluye el deterioro del inmovilizado material de Petroquiriquire y Cardón IV por importe de 323 millones de euros.
- (2) En 2018 incluye gastos por arrendamiento operativos derivados fundamentalmente de compromisos de arrendamientos de las plataformas flotantes de producción (FPSO) garantizadas por el Grupo (ver Nota 27) por importe de 126 millones de euros.
- (3) En 2018 en Venezuela incluye el impacto de la cancelación de activos por impuestos diferidos como consecuencia del Decreto presidencial N° 35 compensado por los impactos fiscales positivos derivados del efecto de tipo de cambio.

(4) 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 de la participación en negocios conjuntos:

Millones de euros	RSB		YPFB Andina		BPRY		Petroquiriquire		Cardón IV		RSRUK		Equion	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Activos														
Activos no corrientes	9.434	7.951	894	867	7.067	7.660	215	210	1.033	1.009	3.278	3.543	36	252
Activos corrientes	1.316	473	435	445	582	797	4.093	3.926	309	222	1.556	1.016	690	541
Efectivo y equivalentes de efectivo	27	35	94	53	74	64	13	13	12	41	8	26	51	50
Otros activos corrientes	1.289	438	341	392	508	733	4.080	3.913	297	181	1.548	990	639	491
Total Activos	10.750	8.424	1.329	1.312	7.649	8.457	4.308	4.136	1.342	1.231	4.834	4.559	726	793
Pasivos														
Pasivos no corrientes	2.056	648	234	235	5.481	5.910	898	852	1.605	1.803	2.875	2.857	20	124
Pasivos financieros	933	—	—	—	1.656	1.810	740	698	1.203	1.410	143	—	—	—
Otros pasivos no corrientes ⁽¹⁾	1.123	648	234	235	3.825	4.100	158	154	402	393	2.732	2.857	20	124
Pasivos corrientes	1.432	528	168	121	382	345	4.459	4.284	629	388	248	283	95	134
Pasivos financieros	141	213	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Otros pasivos corrientes	1.291	315	168	121	382	345	4.459	4.284	629	388	248	283	95	134
Total Pasivos	3.488	1.176	402	356	5.863	6.255	5.357	5.136	2.234	2.191	3.123	3.140	115	258
ACTIVOS NETOS	7.262	7.248	927	956	1.786	2.202	(1.049)	(1.000)	(892)	(960)	1.711	1.419	611	535
Participación de Repsol	60%	60%	48%	48%	30%	30%	40%	40%	50%	50%	51%	51%	49%	49%
Participación en los activos netos ⁽²⁾	4.357	4.349	445	459	536	661	(420)	(400)	(446)	(480)	873	724	299	262
Plusvalía / (Minusvalía)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Valor contable de la inversión	4.357	4.349	445	459	536	661	—	—	—	—	873	724	299	262

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

(1) En 2019 y 2018 RSB incluye saldos por provisiones de desmantelamiento no corrientes por importe de 112 y 101 millones de euros.

(2) Petroquiriquire: en 2019 y 2018 se ha registrado una provisión para riesgos y gastos cuyo importe a 31 de diciembre asciende a 420 y 400 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, que se considera como inversión neta (ver Nota 9.1), y adicionalmente se registra una provisión para riesgos y gastos por el valor restante del Patrimonio Neto negativo en 2019 por importe de 75 millones de euros.

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

(15) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES**15.1) Provisiones**

El saldo a 31 de diciembre de 2019 y 2018, así como los movimientos que se han producido en estos epígrafes durante los ejercicios 2019 y 2018, han sido los siguientes:

	Millones de euros			
	Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes			
	Desmantelamiento de campos	Contratos onerosos	Otras provisiones ⁽¹⁾	Total
Saldo a 1 enero 2018	2.175	812	1.028	4.015
Impactos de nuevas normas (Nota 3.2.1)	—	—	18	18
Saldo a 1 enero 2018	2.175	812	1.046	4.033
Dotaciones con cargo a resultados ⁽²⁾	85	55	365	505
Aplicaciones con abono a resultados	(93)	(54)	(71)	(218)
Cancelación por pago ⁽³⁾	(67)	(85)	(282)	(434)
Variaciones del perímetro de consolidación	16	—	43	59
Diferencias de conversión	50	34	16	100
Reclasificaciones y otros ⁽⁴⁾	(204)	(31)	121	(114)
Saldo a 31 diciembre 2018	1.962	731	1.238	3.931
Impactos de nuevas normas (Nota 3.2.1)	—	(116)	—	(116)
Saldo a 1 enero 2019	1.962	615	1.238	3.815
Dotaciones con cargo a resultados ⁽²⁾	94	105	1.277	1.476
Aplicaciones con abono a resultados	(85)	(12)	(33)	(130)
Cancelación por pago	(99)	(51)	(86)	(236)
Variaciones del perímetro de consolidación	(4)	—	11	7
Diferencias de conversión	30	17	3	50
Reclasificaciones y otros ⁽⁴⁾	(28)	(254)	77	(205)
Saldo a 31 diciembre 2019	1.870	420	2.487	4.777

⁽¹⁾ El epígrafe de "Otras provisiones" incluye fundamentalmente las provisiones constituidas para hacer frente riesgos medioambientales (ver Nota 31), compromisos por pensiones (ver Nota 29), consumos de los derechos de CO₂ (ver Nota 31) incentivos a los empleados (ver Nota 29), provisiones por litigios (ver Nota 15.2), provisiones por riesgos fiscales no relacionados con el impuesto de beneficios (ver Nota 23), provisiones por reestructuración de plantilla y otras provisiones para cubrir obligaciones derivadas de la participación en sociedades. Tras la aplicación de la CNIIF 23 (ver Nota 3.2.1), 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).

⁽²⁾ Incluye 114 y 103 millones correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2019 y 2018. En 2019 en la línea "Dotaciones con cargo a resultados" destacan las provisiones correspondientes al arbitraje iniciado por Addax Petroleum UK Limited en relación con la compra de Talisman Energy UK Limited (ver apartado 2 de esta Nota) y al consumo de derechos de CO₂ en el ejercicio (ver Nota 31).

⁽³⁾ En 2018 "Otras provisiones" incluye, principalmente, el pago derivado del acuerdo transaccional que ha puesto fin al litigio del oleoducto "Galley" y por los pagos que cancelan las provisiones por reestructuración de plantilla.

⁽⁴⁾ 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 13 y 21). En 2019 y 2018 "Otras provisiones" incluye la actualización de valor negativo de las inversiones en Petroquímica y Cardón IV (ver Nota 14).

A continuación se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones al cierre del ejercicio 2019:

	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	121	521	1.228	1.870
Provisión por contratos onerosos	52	148	220	420
Otras provisiones	692	865	930	2.487
TOTAL	865	1.534	2.378	4.777

⁽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.

⁽²⁾ En 2019, una variación en la tasa de descuento de un +/- 50 p.b. supondría una disminución/aumento en las provisiones por desmantelamiento de (108) y 120 millones de euros.

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 su experiencia.

A 31 de diciembre de 2019, el balance de Repsol incluye provisiones por litigios en el curso ordinario de sus actividades por un importe total de 948 millones de euros (106 millones de euros a 31 de diciembre de 2018). 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”, ver Nota 13). 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.

El 29 de enero de 2020 el Tribunal arbitral ha emitido un laudo parcial sobre una 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.

Repsol está analizando las distintas actuaciones que caben frente a este laudo parcial, y prevé su impugnación ante los tribunales de Singapur.

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, de manera prudente, ha realizado una estimación de los impactos económicos que podrían derivarse finalmente y en su conjunto del litigio, habiendo dotado por ello una provisión de 837 millones de euros en sus estados financieros a 31 de diciembre de 2019.

Adicionalmente, el 30 de noviembre de 2017 Repsol, S.A. comenzó otro arbitraje contra China Petroleum Corporation y TipTop Luxembourg S.A.R.L 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.

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 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.

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

(16) OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES

Este epígrafe incluye principalmente, en 2019 y 2018 cuentas a cobrar a PDVSA en Venezuela (ver Notas 21.3 y 11.3) por 347 millones de euros (317 millones de euros en 2018), depósitos asociados al desmantelamiento de activos de *Upstream* ("*sinking funds*") en Malasia e Indonesia por 142 millones de euros (119 millones de euros en 2018), y adicionalmente en 2019, la reclasificación a este epígrafe del valor contable de los activos cuya actividad ha sido suspendida en Vietnam (ver Nota 21.3).

ACTIVOS Y PASIVOS CORRIENTES**(17) EXISTENCIAS**

La composición del epígrafe de existencias a 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

	Millones de euros	
	2019	2018
Crudo y gas natural	1.457	1.640
Productos terminados y semiterminados	2.778	2.426
Materiales y otras existencias ⁽¹⁾	362	324
TOTAL ⁽²⁾	4.597	4.390

⁽¹⁾ Incluye derechos de CO2 por un total de 1.616 miles de toneladas valoradas por un importe de 45 millones de euros.

⁽²⁾ Incluye deterioros por valoración de las existencias por importe de 51 y 74 millones de euros a 31 de diciembre de 2019 y 2018 respectivamente. Las dotaciones y reversiones del ejercicio ascienden a -6 y 13 millones de euros respectivamente (-55 y 13 millones de euros en 2018).

A 31 de diciembre de 2019 el importe de existencias de “commodities” destinadas a una actividad de “trading” registradas a valor razonable menos los costes necesarios para su venta, ha ascendido a 433 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 20 millones de euros. Para el cálculo del valor recuperable se utiliza información y referencias de mercado. En concreto, 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.

En la valoración de los productos refinados se realiza una asignación de costes de producción en proporción al precio de venta de los correspondientes productos (método del *iso margen*) debido a la dificultad existente para identificar los costes de transformación de cada producto.

El Grupo Repsol cumple a 31 de diciembre 2019 y 2018 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.

(18) DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

	Millones de euros	
	2019	2018
Clientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	3.984	3.947
Provisión por deterioro	(200)	(189)
Clientes por ventas y prestación de servicios	3.784	3.758
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores	669	917
Deudores por operaciones con el personal	46	41
Administraciones públicas	281	303
Derivados por operaciones comerciales (Nota 9)	168	241
Otros deudores	1.164	1.502
Activos por impuesto corriente	963	845
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.911	6.105

El movimiento de la provisión por deterioro en los ejercicios 2019 y 2018 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2019	2018
Saldo al inicio del ejercicio	189	173
Impacto de nuevas normas	—	71
Saldo inicial ajustado	189	244
Dotación/(reversión) pérdidas de valor ⁽¹⁾	11	(21)
Variaciones de perímetro de consolidación	—	28
Diferencias de conversión	2	5
Reclasificaciones y otros movimientos	(2)	(67)
Saldo al cierre del ejercicio	200	189

⁽¹⁾ Se registra en el epígrafe “(Dotación)/Reversión de provisiones por deterioro” de la cuenta de resultados.

(19) 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	
	2019	2018
Proveedores	3.638	3.244
Administraciones Públicas acreedoras	600	538
Instrumentos financieros derivados (Nota 10)	350	250
Otros	2.902	3.521
Otros acreedores	3.852	4.309
Pasivo por impuesto corriente	192	271
TOTAL	7.682	7.824

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	
	2019	2018
Período medio de pago a proveedores ⁽¹⁾	24	23
Ratio de operaciones pagadas ⁽²⁾	24	24
Ratio de operaciones pendientes de pago ⁽³⁾	30	26
	Importe (millones de euros)	
Total pagos realizados	11.833	10.757
Total pagos pendientes	625	563

⁽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

(20) RESULTADO DE EXPLOTACIÓN

Repsol publica, en la misma fecha que las presentes Cuentas Anuales consolidadas, su Informe de Gestión consolidado 2019, que incluye una explicación de los resultados y otras magnitudes de desempeño. El informe está disponible en www.repsol.com

20.1) Ventas e ingresos por prestación de servicios

En 2019 los ingresos ordinarios correspondientes a las actividades de Upstream ascienden 4.684 millones de euros, mientras que en los negocios del segmento *Downstream* ascienden a 46.325 millones de euros (5.182 y 46.712 millones de euros, respectivamente, en 2018)³⁴. En *Upstream* los ingresos se generan fundamentalmente, bien por la venta de crudos, condensados y GLP 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 *Downstream* los ingresos se generan, fundamentalmente, por la comercialización de productos petrolíferos (gasolinás, fuelóleos, GLP, asfaltos, lubricantes,...), petroquímicos (etilenos, propilenos, poliolefinas y productos intermedios), gas (gas natural y GNL) y electricidad.

La disminución de los ingresos en el segmento *Upstream* (-9,6%) se debe fundamentalmente a los menores precios de realización del crudo y del gas, y en menor medida, por los menores volúmenes vendidos, principalmente en Libia (por mayores interrupciones por las condiciones de seguridad), Canadá y sudeste asiático (Malasia, Indonesia y Vietnam). En *Downstream* los ingresos disminuyen ligeramente respecto de 2018 (-0,8%), los menores ingresos como consecuencia de los menores volúmenes vendidos de productos petrolíferos se han visto compensados por la aportación de los nuevos negocios de generación y comercialización de electricidad y gas y la expansión internacional en México.

La distribución de los ingresos³⁵ de las actividades ordinarias (epígrafes de "Ventas" e "Ingresos por prestación de servicios") por país en 2019 y 2018 se muestran a continuación:

Millones de euros	2019	2018
España	26.175	25.332
Estados Unidos	3.052	3.095
Perú	2.846	2.941
Portugal	2.611	2.673
Resto	14.644	15.832
TOTAL ⁽¹⁾⁽²⁾	49.328	49.873

⁽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: 33.879 millones de euros (33.514 millones de euros en 2018), ii) UE zona no euro: 396 millones de euros (1.066 millones de euros en 2018) y iii) Resto de países: 15.053 millones de euros (15.293 millones de euros en 2018).

Este epígrafe incluye impuestos especiales que recaen sobre consumos de hidrocarburos por importe de 6.850 y 6.295 millones de euros en 2019 y 2018, respectivamente.

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

20.2) Otros ingresos de explotación

Este epígrafe incluye, entre otros, los ingresos reconocidos por la valoración de instrumentos derivados comerciales (ver Nota 10) y la aplicación con abono a resultados de provisiones (ver Nota 15). Adicionalmente incluye subvenciones de explotación por importe de 19 y 20 millones de euros en 2019 y 2018 respectivamente.

³⁴ Para más información véase el Anexo II.

³⁵ 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 contrato del cliente, ii) Identificar las obligaciones de desempeño, iii) Determinar del 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.

20.3) Aprovisionamientos

El epígrafe "Aprovisionamientos" recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2019	2018
Compras	36.960	38.481
Variación de existencias	(157)	(425)
TOTAL	36.803	38.056

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.

20.4) (Dotación) / Reversión de provisiones por deterioro

Los citados epígrafes recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2019	2018
Dotación por provisiones por deterioro de activos (Notas 11.3, 18, 21)	(5.746)	(1.241)
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro (Nota 21)	424	175
TOTAL	(5.322)	(1.066)

En 2019 corresponde fundamentalmente a dotaciones por deterioro de activos del segmento *Upstream* en los activos productores de gas en EE.UU y Canadá, como consecuencia de las nuevas sendas de precios asumidas, y la reversión en el negocio de *Mayorista y Trading de gas* en Norteamérica por la evolución prevista en los márgenes, sobre los que se facilita información de detalle en la Nota 21. También incluye deterioros de inversiones exploratorias no exitosas (ver Nota 3.4.2) por importe de 118 millones de euros, reconocidos en el transcurso normal de las operaciones (al margen del cálculo anual del valor recuperable de los activos)

En 2019 y 2018 adicionalmente incluye la dotación por deterioro de riesgo de crédito de deudas comerciales y otras cuentas a cobrar, y de otros activos no corrientes, por importe de 129 y 300 millones de euros, respectivamente, principalmente por Venezuela. Para más información véanse las Notas 11.3 y 21.3.

20.5) Gastos de personal

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

	Millones de euros	
	2019	2018
Remuneraciones y otros	1.493	1.456
Costes de seguridad social	453	418
TOTAL	1.946	1.874

20.6) Gastos de exploración

Los gastos de exploración de hidrocarburos en 2019 y 2018 ascienden a 916 y 627 millones de euros, de los cuales 120 y 227 millones de euros se encuentran registrados en el epígrafe "Amortizaciones de inmovilizado" y 690 y 298 millones de euros en el epígrafe "(Dotación) / Reversión de provisiones por deterioro" en 2019 y 2018, respectivamente. En la Nota 3 se explican las políticas contables del Grupo en relación con la actividad de exploración.

La distribución geográfica de los gastos reconocidos en la cuenta de pérdidas y ganancias por la actividad exploratoria (ver Nota 3) es la siguiente:

	Millones de euros	
	2019	2018
Europa	134	213
América	143	143
África	111	146
Asia	403	108
Oceanía	125	17
TOTAL	916	627

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

20.7) Beneficios / (Pérdidas) por enajenaciones de activos

En 2019 y 2018 no se han materializado enajenaciones de activos significativas. Estos epígrafes incluyen diferencias de conversión reconocidas en la cuenta de resultados por el abandono de activos.

20.8) Transporte y fletes y otros gastos de explotación

Los mayores costes del epígrafe de "*Transportes y fletes*" reflejan la subida de los precios de los fletamentos de buques.

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

	Millones de euros	
	2019	2018
Gastos de operadores ⁽¹⁾	613	605
Servicios de profesionales independientes	537	506
Arrendamientos ⁽²⁾	170	307
Tributos: ⁽³⁾	433	423
Impuestos a la producción	154	159
Otros	279	264
Reparación y conservación ⁽⁴⁾	272	271
Valoración de instrumentos derivados comerciales ⁽⁵⁾	305	126
Consumo de derechos de CO ₂ ⁽⁶⁾	325	116
Otros ⁽⁷⁾	2.100	1.342
TOTAL	4.755	3.696

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 2019 incluye gastos de arrendamiento de contratos a corto plazo y de escaso valor (127 millones de euros) y por cuotas variables (43 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 6.7 del Informe de Gestión consolidado (www.repsol.com) y al Informe sobre pagos a Administraciones Públicas que publica la Compañía y que también está accesible en www.repsol.com.

⁽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 10).

⁽⁶⁾ Ver Nota 31.2.

⁽⁷⁾ Incluye, entre otros, las dotaciones por provisiones. El incremento en 2019 se explica, entre otros, por la dotación de provisiones para cubrir riesgos litigiosos (ver Nota 15).

La disminución del epígrafe "*Arrendamientos*" en 2019 obedece a la aplicación de nuevos criterios de registro de derechos de uso derivados de arrendamientos conforme a NIIF 16; el gasto correspondiente a los arrendamientos afectados se refleja ahora como amortización de derechos de uso y como gasto financiero (ver Notas 13 y 22).

El epígrafe de "*Consumo de derechos de CO₂*" se incrementa como consecuencia de los mayores precios de los derechos de emisión del CO₂ y la incorporación de los negocios de Viesgo (ver Nota 31.2).

(21) DETERIORO DE ACTIVOS

21.1) 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 nueva visión del mercado, del entorno previsible y la nueva orientación estratégica. Las principales hipótesis utilizadas se describen a continuación:

a) Senda de precios:

Durante el año 2019 se han consolidado dinámicas de medio y largo plazo en los mercados de gas y de petróleo que han llevado a revisar las expectativas de precios del crudo y especialmente del gas. En particular, la abundante producción de gas en Norteamérica asociada a los yacimientos no convencionales (*shale gas*, gas asociado al *tight oil*) y nuevos descubrimientos de gas en otros lugares del mundo, las nuevas tendencias en los mercados globales de gas (desarrollo de proyectos GNL y

demanda menos intensa, especialmente en China) y en el de petróleo (incremento de la producción y de las reservas mundiales a pesar de las políticas de restricción de oferta de la OPEP).

Junto a ello, hay que destacar la generalización de las políticas y compromisos públicos orientados a la descarbonización de la economía y, por tanto, a la restricción de uso de combustibles fósiles y al 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, tras el análisis de su Consejo de Administración, ha iniciado ya, asumiendo los compromisos de descarbonización alineados con los objetivos de cambio climático del Acuerdo de París y de Sostenibilidad de la ONU³⁶.

En este nuevo contexto hay que entender la adaptación de las previsiones de precios futuros de crudo y gas para el test de deterioro de 2019:

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	Siguientes
Brent (\$/ barril)	65	69	70	71	72	74	81	87	87
WTI	59	65	67	68	69	71	78	84	Brent -3 \$/bbl
HH (\$/ Mbtu)	3	3	3	3	3	3	4	5	+2%
CO2 (\$/Tn)	28	30	33	35	38	40	50	60	(1)

(1) Crecimiento adicional hasta alcanzar 70\$/tonelada en 2040. Las hipótesis se refieren a 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 desarrollado hipótesis específicas.

Esta nueva senda de precios del crudo y gas se encuentra alineada con los escenarios de Desarrollo Sostenible de la Agencia Internacional de la Energía (IEA - *World Economic Outlook 2019*-, publicado en noviembre de 2019) -que cuenta con los modelos más completos y ha realizado los trabajos más exhaustivos para desarrollar escenarios que permitirían un suministro universal de energía limpia y asequible compatible con la reducción de emisiones de CO₂ requerida por COP21-, cuyas principales hipótesis y conclusiones respecto de las dinámicas de demanda y de oferta coinciden con las alcanzadas por Repsol conforme a lo antes indicado.

b) Tasas de descuento:

	2019	2018
UPSTREAM⁽¹⁾		
Latinoamérica-Caribe	7,5% - 37,6%	7,7% - 37,6%
Europa, África y Brasil	7,3% - 13,1%	6,9% - 11,8%
Norteamérica	8,0%	8,2% - 8,3%
Asia y Rusia	7,6% - 10,1%	8,2% - 10,7%
DOWNSTREAM⁽²⁾	4,2% - 9,0%	3,7% - 9,3%

(1) Tasas de descuento en dólares.

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

c) Deterioros registrados

En 2019 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	12 y 21	868
Otro inmovilizado intangible ⁽¹⁾	21	245
Inmovilizado material ⁽¹⁾	21	3.955
Inversiones contabilizadas por el método de la participación ⁽²⁾	14 y 21	396
Provisiones de onerosidad	15	73
Activos por impuesto diferido	23	574

(1) No se incluyen deterioros de inversiones exploratorias no exitosas (ver Nota 3.4.2) por importe de 118 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.

Las dotaciones, netas de reversiones, han ascendido a 6.111 millones de euros antes de impuestos (4.867 millones de euros después de impuestos y fundamentalmente corresponden a los saneamientos extraordinarios realizados en el test de deterioro del final del ejercicio con los nuevos escenarios de precios y entorno geopolítico descritos en el apartado anterior por importe de 4.849 millones de euros después de impuestos).

³⁶ Ver Nota 2.4 y el apartado 2.4 del Informe de Gestión consolidado 2019.

Activos Upstream

En el segmento *Upstream* se han registrado deterioros netos antes de impuestos de sus activos³⁷ por importe de -5.694 millones de euros principalmente en:

- Norteamérica (-3.572 millones de euros)³⁸, fundamentalmente en activos productores de gas en EE.UU y Canadá como consecuencia de los menores precios previstos del gas y la revisión de los planes de negocio de los activos para dar respuesta al nuevo entorno.
- Latinoamérica (-414 millones de euros)³⁹, principalmente en Trinidad y Tobago, por los menores precios del gas, y en Colombia por el retraso del operador en los planes de desarrollo.
- Europa, África y Brasil (-209 millones de euros): principalmente en España por expectativas de reducción de la actividad y en Argelia por menores precios del gas.
- Activos exploratorios y en desarrollo (-786 millones de euros), principalmente en Vietnam, Argelia y Papúa Nueva Guinea. Los nuevos escenarios de precios no permiten concluir favorablemente sobre la viabilidad comercial de determinados bonos y sondeos capitalizados, algunos de los cuales están además sujetos a incertidumbres geopolíticas.
- Fondo de comercio (-793 millones de euros) asociado a la combinación de negocios de ROGCI (ver Nota 12).

Asimismo, se han minorado los activos por impuesto diferido asignados al segmento en -470 millones de euros (ver Nota 23).

El valor recuperable de los activos deteriorados en el periodo asciende a 11.663 millones de euros.

Activos Downstream

Se ha registrado una reversión del deterioro antes de impuestos de 229 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 Norteamérica) debido a la evolución prevista de los márgenes de comercialización del gas.

Asimismo, se han minorado los activos por impuesto diferido en -104 millones de euros (ver Nota 23).

En el resto del segmento Downstream, los nuevos escenarios asumidos en el contexto de descarbonización y transición energética previsto, 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 de adaptación de los modelos de negocio a la nueva orientación estratégica hace que, incluso en los nuevos y exigentes escenarios, no se hayan puesto de manifiesto deterioros significativos en el ejercicio.

21.2) Sensibilidades

Las variaciones en las curvas de 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	
		Resultado de explotación	Resultado Neto
Variación en los precios y producción de hidrocarburos ⁽¹⁾	+10% (precios) / +5% (producción)	2.597	2.390
	-10% (precios) / -5% (producción)	(3.261)	(2.978)
Variación en márgenes y volúmenes ⁽²⁾	+5%	108	82
	-5%	(761)	(570)
Variación en la tasa de descuento	+100 p.b.	(780)	(646)
	-100 p.b.	728	604

⁽¹⁾ Corresponde fundamentalmente a los activos productivos en *Upstream*.

⁽²⁾ Corresponde fundamentalmente a los negocios industriales en *Downstream*.

³⁷ 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.

³⁸ En 2018 los deterioros en Norteamérica ascendieron a -479 millones de euros por la disminución de los volúmenes de producción y por los menores precios.

³⁹ En 2018 los deterioros en Latinoamérica correspondían a los activos en Venezuela (ver Nota 14 y 21) por el incremento de las tasas de descuento como consecuencia de la evolución de los indicadores de riesgo país.

21.3) Riesgos geopolíticos⁴⁰

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 en el *Country Risk Rating* de *IHS Global Insight* y el *Country Risk Score* del *Economist Group*, los países en los que el Grupo Repsol está expuesto a un especial riesgo geopolítico son Venezuela, Libia y Argelia. Adicionalmente el Grupo ha visto materializado un riesgo en Vietnam una vez sus actividades se han visto afectadas por el conflicto territorial en el mar del sur de China.

Venezuela

La exposición patrimonial⁴¹ total de Repsol en Venezuela a 31 de diciembre de 2019 asciende a 239 millones de euros, que incluye fundamentalmente la financiación otorgada a sus empresas filiales venezolanas^{42,43} (ver Nota 9). A 31 de diciembre de 2018 ascendía a 456 millones de euros. Esta reducción se explica por la existencia en la fecha de cierre de estos estados financieros de deudas comerciales, así como por la actualización del riesgo de crédito por pérdida esperada correspondiente a deudas de PDVSA con entidades del Grupo (ver Notas 11 y 16).

En 2019 continúa la situación de inestabilidad política, la recesión económica (el PIB⁴⁴ se ha reducido un 40% en 2019) y la inflación⁴⁵ (7.374%⁴⁶ en 2019 y se prevé un 3.000% para 2020) 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 (52.231 €/BsS frente a los 730 €/BsS de 31 de diciembre de 2018, tipo de cambio SIMECA) 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 Gas⁴⁷ (ver Nota 14).

Durante 2019 se han adoptado nuevas sanciones contra Venezuela. En particular, destaca que el 28 de enero de 2019 EE.UU. ha ampliado las sanciones contra PDVSA incluyéndola en la "Specially Designated Nationals and Blocked Persons List" ("SDN List"). Asimismo, el 17 de abril de 2019 EE.UU. también incluyó en la SDN List al Banco Central de Venezuela. Ello supone una prohibición para las "US Persons"⁴⁸ de operar con PDVSA, el Banco Central de Venezuela y/o cualquiera de sus sociedades controladas (participación mayor o igual al 50%) y una obligación de bloquear sus activos. Por último, el 5 de agosto de 2019 EE.UU. ha decretado el "Bloqueo de la propiedad del Gobierno de Venezuela" por el que se ordena a las "US Persons" congelar todos los activos del Gobierno de Venezuela y de cualquier entidad que sea propiedad, esté controlada o actúe en nombre del Gobierno de Venezuela que se encuentren en su poder o dentro de territorio estadounidense. EE.UU. ha concedido ciertos plazos para facilitar la terminación ordenada de las operaciones mediante el otorgamiento de varias licencias generales. Repsol ha adoptado las medidas necesarias para continuar su actividad en Venezuela, incluyendo la recepción periódica de crudo en pago de deudas, con pleno respeto a la normativa internacional de sanciones y está haciendo un seguimiento constante

⁴⁰ En la valoración de sus activos a efectos del test de deterioro, Repsol considera los riesgos geopolíticos a los que está expuesta, bien a través de sus estimaciones de flujos de caja, bien a través del cálculo de sus tasas de descuento.

⁴¹ La exposición patrimonial corresponde a los activos netos consolidados expuestos a los riesgos propios de los países sobre los que se informa.

⁴² Repsol tiene otorgado un préstamo a Cardón IV con vencimientos anuales y que es prorrogable por los socios (Repsol y Eni) que se ha considerado parte de la inversión neta de esta sociedad.

⁴³ Petroquiquire, S.A., Repsol y PDVSA firmaron en octubre de 2016, varios acuerdos para reforzar la estructura financiera de la empresa mixta y permitir el desarrollo de su Plan de Negocios. 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 Petroquiquire; 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 Petroquiquire, 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 Petroquiquire, 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 Petroquiquire, S.A. y PDVSA. A 31 de diciembre de 2019, la disposición de dicha línea de crédito asciende a 831 millones de dólares.

⁴⁴ Fuente: Estimado del Fondo Monetario Internacional.

⁴⁵ Desde 2016, el Banco Central de Venezuela no ha publicado oficialmente el dato de inflación acumulada.

⁴⁶ Índice Nacional de Precios de la Asamblea Nacional (INPCAN).

⁴⁷ La moneda de referencia de los ingresos y gastos operativos de Quiriquire Gas es el bolívar (su inversión es nula, por lo que cualquier efecto derivado de la conversión del bolívar a euro no es significativo).

⁴⁸ Se entiende por "US Persons": nacionales de los EEUU y extranjeros residentes permanentes (titulares de una green card), con independencia de donde se encuentren ubicados; empresas organizadas conforme a las leyes de los EE.UU. (incluidas las sucursales en el extranjero y cualquier sociedad controlada por una "US Person"); y cualquier persona que se encuentre físicamente en territorio de los EE.UU.

de su evolución y, por tanto, de los eventuales efectos que pudieran tener sobre las señaladas actividades. Estas actualizaciones no han tenido impactos significativos para el Grupo.

El 7 de enero de 2019 se publicó el Decreto presidencial N° 35 que establece que los contribuyentes que realicen operaciones en moneda extranjera deberán determinar y pagar sus tributos en divisa extranjera (o criptomoneda), encontrándose pendiente el desarrollo reglamentario. La norma entró en vigor el 1 de enero de 2019 y afecta a la determinación y pago de todos los tributos nacionales. El principal impacto reconocido en 2018, fue la cancelación de activos por impuestos diferidos en las empresas valoradas por el método de la participación. En el futuro, el Decreto podría simplificar la determinación del impuesto sobre beneficios y eliminar los impactos negativos en dicho impuesto derivados de futuras devaluaciones.

El Grupo ha realizado una evaluación de la recuperabilidad de sus inversiones, así como del riesgo de crédito sobre las cuentas a cobrar a PDVSA. Como consecuencia de ello, el Grupo ha reconocido 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 (-97 millones de euros)⁴⁹ así como al valor de las inversiones contabilizadas por el método de la participación (-83 millones de euros).

Libia

La exposición patrimonial de Repsol en Libia a 31 de diciembre de 2019 asciende a unos 327 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 2019 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 2019 ascienden a 77,3 millones de barriles equivalentes de petróleo.

La incertidumbre sobre el futuro político de Libia continúa tras los enfrentamientos por el control de Trípoli entre la LNA (Libyan National Army) del General Hafter y los efectivos leales al GNA (Gobierno establecido oficialmente en Trípoli y respaldado por Naciones Unidas). El menoscabo en la situación de seguridad sigue afectando a las perspectivas de su industria petrolera, si bien el país ha ido recuperado parte de su producción de petróleo y sus exportaciones.

Como consecuencia de las condiciones de seguridad, durante el año 2019 ha habido paradas intermitentes de la producción en Libia. La producción neta de petróleo crudo de Repsol en 2019 ha ascendido a 29,0 miles de barriles de petróleo al día (vs. 35,7 miles de barriles de petróleo al día durante el mismo periodo de 2018). En 2020 continúan las paradas de la producción.

Argelia

La exposición patrimonial de Repsol en Argelia a 31 de diciembre de 2019 asciende a unos 673 millones de euros (incluyendo fundamentalmente el inmovilizado material a dicha fecha). Esta se ha reducido frente a la de 31 de diciembre de 2018 tras el deterioro reconocido en el resultado (ver Nota 21.1)

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)). Tenía también un bloque en fase de exploración (S.E. *Illizi*) cuya licencia ha finalizado el 31 de diciembre de 2019.

La producción neta media en Argelia en 2019 alcanzó los 31,5 miles de barriles equivalentes de petróleo día (21,4 kboe en 2018) provenientes de los bloques *Reggane Nord*, 405 a y TFT.

Las reservas probadas netas estimadas a 31 de diciembre de 2019 ascienden a 49,6 millones de barriles equivalentes de petróleo. De la cifra de reservas probadas netas, en torno al 34% 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 2019 ha ascendido a 8,2 miles de barriles equivalentes de petróleo día.

Las protestas sociales originadas el 22 de febrero de 2019 propiciaron la dimisión del presidente Abdelaziz Buteflika. Dado el carácter pacífico de la mayoría de estas protestas hasta el momento, no han tenido impactos a nivel operacional en las actividades de la industria del Oil & Gas, más allá de una posible ralentización en el proceso de toma de decisiones como consecuencia del periodo de transición actual y de la reorganización institucional que está teniendo lugar tras las elecciones convocadas el 12 de diciembre de 2019, cuyo ganador ha sido el ex primer ministro Abdelmayid Tebune.

⁴⁹ Reconocidos en los epígrafes de "Dotación (Reversión) de provisiones por deterioro" (ver Nota 20.4) y "Deterioro de instrumentos financieros" (ver Nota 22), de la cuenta de pérdidas y ganancias.

Vietnam

Repsol posee en Vietnam derechos mineros sobre trece bloques, distribuidos en seis contratos de reparto de producción (PSC): uno en producción con un área neta de 152 km² (*Thang Long JOC*), uno en fase de desarrollo con 1.236 km² (*Ca Rong Do*) y cuatro en fase de exploración, con una superficie neta de 72.248 km² (entre ellos los bloques 135-136/03). La producción neta media en 2019 alcanzó los 5 miles de barriles equivalentes de petróleo día (6,5 miles de barriles equivalentes de petróleo día en 2018). Las reservas probadas netas estimadas a 31 de diciembre de 2019 ascienden a 1,9 millones de barriles equivalentes de petróleo. La exposición patrimonial de Repsol en Vietnam a 31 de diciembre de 2019 asciende a unos 602 millones de euros, inferior a los 951 millones de euros de 2018, tras el deterioro reconocido en el resultado (ver Notas 16 y 21.1).

El 22 de marzo de 2018, Repsol recibió instrucciones de *PetroVietnam* para que, por el momento, no continuara con la ejecución de las actividades programadas para el proyecto de desarrollo *Ca Rong Do*, ubicado en el mar del sur de China. Por otra parte, en julio de 2017, *PetroVietnam* instruyó a Repsol cesar las actividades de perforación del pozo CKN-1X en los Bloques exploratorios 135-136/03, también localizados en el mar del sur de China. El alcance de la suspensión de las actividades todavía no se ha determinado y el Grupo está trabajando con *PetroVietnam* para encontrar fórmulas de actuación que satisfagan los intereses de ambas partes y que permitan alcanzar una solución amigable a este conflicto. Repsol ha iniciado la vía arbitral en defensa de sus derechos y considera que tiene sólidos fundamentos legales para reclamar ser compensado por los perjuicios que se pudieran derivar de esta situación, así como buenas perspectivas de éxito, tanto en la reclamación como en la recuperación de los daños.

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 ha abandonado la UE. La salida de la UE es el primer paso de un proceso que durará entre uno y tres años y durante el cual el nuevo gobierno deberá tratar de llegar a un nuevo acuerdo comercial con la UE.

El European Union Emission Trade System (EU ETS)⁵⁰ se está viendo afectado por el BREXIT debido a que la Comisión Europea ha decidido suspender cualquier asignación libre de prestaciones que implique a Reino Unido. El impacto económico de esto último aún resulta desconocido.

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.

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.

(22) RESULTADO FINANCIERO

El resultado financiero empeora principalmente por la comparación con las importantes ganancias obtenidas en 2018 por posiciones puntuales en dólares en un contexto de evolución favorable del tipo de cambio, mitigado por menores deterioros de instrumentos financieros en 2019 (en 2018 se deterioraron activos financieros expuestos a riesgos en Venezuela).

⁵⁰ 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 2019 y 2018 ha sido el siguiente:

<i>Millones de euros</i>	2019	2018
Ingresos financieros ⁽¹⁾	148	177
Gastos financieros	(391)	(407)
Intereses netos	(243)	(230)
Por tipo de interés	59	40
Por tipo de cambio	98	87
Otras posiciones	59	73
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros ⁽²⁾	216	200
Diferencias de cambio ⁽³⁾	(27)	467
Deterioro de instrumentos financieros ⁽⁴⁾	6	(370)
Actualización financiera de provisiones	(105)	(94)
Intereses intercalarios	78	72
Pasivos por arrendamiento	(185)	(133)
Resultado por enajenación de instrumentos financieros	—	(10)
Otros	(41)	(75)
Otros ingresos y gastos financieros	(253)	(240)
RESULTADO FINANCIERO	(301)	(173)

⁽¹⁾ Incluye ingresos por intereses por instrumentos financieros valorados a coste amortizado por importe de 146 millones de euros (176 millones de euros en 2018).

⁽²⁾ Incluye los resultados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados (ver Nota 10). En "Otras posiciones" se incluye los resultados por liquidación de derivados sobre acciones en autocartera (ver Nota 7.2).

⁽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 2018 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.

⁽⁴⁾ En 2018 incluye fundamentalmente deterioros de la financiación otorgada a entidades contabilizadas por el método de la participación en Venezuela y otras cuentas a cobrar relacionadas (ver Nota 21.3).

(23) IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS

23.1) 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, repartiéndose éste entre dichas sociedades según el criterio establecido por el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas español en cuanto a registro y determinación de la carga impositiva individual.

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 2019 es de 65, 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 2019 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%
Canadá ⁽²⁾	27%	Perú	29,5%
Colombia	33%	Portugal	22,5% - 31,5%
Ecuador	22%	Reino Unido	40%
Estados Unidos ⁽³⁾	21%	Singapur	17%
Indonesia	32,5% - 48%	Trinidad y Tobago	55% - 57,2%
Libia	65%	Venezuela	34% (Gas) y 50% (Petróleo)
Malasia	38%	Vietnam	32% - 50%

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

⁽²⁾ Tipo federal y provincial

⁽³⁾ No incluye tipos estatales

23.2) Gasto devengado contablemente por impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el impuesto sobre beneficios para los ejercicios 2019 y 2018 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2019	2018
Impuesto corriente del ejercicio	(948)	(1.028)
Ajustes al impuesto corriente ⁽¹⁾	(184)	(178)
Impuesto sobre beneficios corriente (a)	(1.132)	(1.206)
Impuesto diferido del ejercicio	979	(135)
Ajustes al impuesto diferido ⁽²⁾	(435)	(45)
Impuesto sobre beneficios diferido (b)	544	(180)
(Gasto)/ Ingreso por impuesto sobre beneficios (a+b)	(588)	(1.386)

⁽¹⁾ Incluye movimientos de provisiones fiscales por importe de -85 millones de euros y otros ajuste al impuesto corriente por importe de -99 millones de euros.

⁽²⁾ Incluye la baja de activos por impuesto diferido por importe de -574 millones de euros y otros ajustes al impuesto diferido por importe de 139 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	
	2019	2018
Resultado antes de impuestos	(3.201)	3.333
Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	351	1.053
Resultado antes de impuestos y de resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	(3.552)	2.280
Tipo nominal general del impuesto sobre beneficios en España	25 %	25 %
(Gastos) / Ingresos por impuesto sobre beneficios al tipo nominal general español	888	(570)
(Gastos) / Ingresos gravados a tipos impositivos diferentes al general español	(385)	(543)
Gastos no deducibles ⁽²⁾	(620)	(173)
Mecanismos para evitar la doble imposición ⁽¹⁾	116	78
Deducciones e incentivos fiscales ⁽³⁾	67	38
Regularización impuestos diferidos ⁽⁴⁾	(536)	112
Provisiones por riesgos fiscales en impuesto sobre beneficios	(85)	(214)
Otros	(33)	(114)
(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios	(588)	(1.386)

- ⁽¹⁾ Incluye mecanismos para evitar la doble imposición, tanto internacional como interna, ya sean exenciones, bonificaciones o deducciones en cuota.
⁽²⁾ Corresponde fundamentalmente a provisiones contables no deducibles fiscalmente (en 2019 destacan los deterioros de activos descritos en la Nota 21.
⁽³⁾ Corresponde principalmente a deducciones en España por capitalización, I+D+i y otras.
⁽⁴⁾ Incluye la baja de activos por impuesto diferido (574 millones de euros en 2019) que no han superado el test de recuperabilidad tras aplicar en los nuevos escenarios de precios más bajos de crudo y gas utilizados en el cálculo del valor recuperable de los activos (ver Nota 23.3).

23.3) 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	2019	2018
Pérdidas, deducciones y similares pendientes de aplicar	3.193	3.671
Diferencias entre amortizaciones contables y fiscales	(1.648)	(2.688)
Provisiones por desmantelamiento de campos no deducibles	617	712
Provisiones para el personal y otras no deducibles	555	593
Otros impuestos diferidos	507	575
Total impuesto diferido	3.224	2.863
Provisiones por riesgos relacionados con el impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾	(1.549)	(1.307)
Impuesto diferido neto y otros fiscales	1.675	1.556

- ⁽¹⁾ El movimiento de las provisiones por riesgos relacionados con el impuesto sobre beneficios es el siguiente: (i) dotaciones/aplicaciones con cargo a resultados -85 millones de euros; (ii) primera aplicación CNIIF 23, -79 millones de euros (ver Nota 3.2.1); (iii) reclasificaciones -82 millones de euros; y (iv) diferencias de conversión y otros 4 millones de euros.

Los activos fiscales registrados correspondientes a bases imponibles negativas y a deducciones pendientes de aplicar, que ascienden a 3.193 millones de euros, corresponden principalmente a:

País	Millones de Euros	Caducidad legal	Estimación recuperabilidad
España	1.555	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Estados Unidos	1.042	20 años	En su mayoría, en 10 años
Canadá	326	20 años	En su mayoría, en 10 años
Resto	270	-	-
Total	3.193		

A continuación se desglosa el movimiento de impuestos diferidos:

Millones de euros	2019	2018
Saldo al inicio del ejercicio	2.863	3.006
Impacto de nuevas normas (Nota 3.2.1)	13	91
Saldo inicial ajustado	2.876	3.097
Ingreso (Gasto) cuenta de resultados	550	(190)
Ingreso (Gasto) en Patrimonio Neto	(7)	20
Diferencias de conversión de saldos en moneda extranjera	(41)	39
Otros	(154)	(103)
Saldo al cierre del ejercicio	3.224	2.863

El Grupo Repsol sólo reconoce activos por impuesto diferido cuando 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.

Con ocasión de cada cierre contable, se revisan los 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 construcción de hipótesis para analizar la existencia de suficientes ganancias fiscales que permitan compensar dichas pérdidas fiscales a partir de la metodología establecida para verificar la existencia de indicios de deterioro en sus activos (ver Nota 3); (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.

En este sentido, en 2019 los nuevos escenarios de precios más bajos de crudo y gas definidos para el test de deterioro de los activos dificultan la justificación de la recuperabilidad total en el corto/medio plazo de algunos activos por impuesto diferido asociados a los activos deteriorados en Norteamérica (ver Nota 21), por lo que el Grupo ha reducido los activos por impuesto diferido registrados en 574 millones de euros.

El Grupo tiene activos por impuestos diferidos no registrados al cierre del ejercicio 2019 y 2018 que ascienden a 3.885 y 3.390 millones de euros, respectivamente.

El Grupo tiene pasivos por impuestos diferidos no registrados por importe de 95 y 94 millones de euros al cierre de 2019 y 2018 respectivamente. Corresponden, principalmente, a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en sociedades dependientes, asociadas y establecimientos permanentes que cumplen los requisitos establecidos en las NIIF para aplicar la excepción de registro.

23.4) 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 de 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	2015 - 2019	Malasia	2015 - 2019
Australia	2015 - 2019	Noruega	2017 - 2019
Bolivia	2014 - 2019	Países Bajos	2017 - 2019
Canadá	2013 - 2019	Papúa Nueva Guinea	2016 - 2019
Colombia	2014 - 2019	Perú	2015 - 2019
Ecuador	2016 - 2019	Portugal	2016 - 2019
España	2016 - 2019	Reino Unido	2013 - 2019
Estados Unidos	2016 - 2019	Singapur	2015 - 2019
Indonesia	2014 - 2019	Trinidad y Tobago	2015 - 2019
Libia	2012 - 2019	Venezuela	2013 - 2019

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 contingentes. 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 y no se registran provisiones cuando el riesgo de pérdida es posible o remoto. Los importes provisionados se calculan de acuerdo con la mejor estimación (ver Nota 3) 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 su experiencia.

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 2019 el Grupo tiene registradas, 1.549 millones de euros correspondientes a posiciones fiscales inciertas por impuestos sobre beneficios (1.390 millones de euros a 31 de diciembre de 2018). Adicionalmente, tiene reconocidas a otras provisiones fiscales por importe de 131 millones de euros (83 millones de euros a 31 de diciembre de 2018) 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 las Empresa. Este litigio se encuentra actualmente pendiente de sentencia en segunda instancia. La Compañía considera, a pesar de la sentencia emitida en primera instancia en 2019, 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) y por los ejercicios 2008 a 2012, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de plataformas de exploración y servicios relacionados utilizados en los bloques. Todas las actas han sido recurridas y se encuentran bien en vía administrativa (2009-2012) o judicial.

Asimismo, Repsol Sinopec Brasil, S.A. recibió notificación de 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. Las actas se encuentran recurridas bien en vía administrativa (2011) o en primera instancia judicial (2009). La Compañía considera que su actuación es conforme a Derecho y se ajusta a la práctica generalizada del sector.

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.

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 para resolver las controversias existentes y evitar disputas inciertas. Actualmente están siendo objeto de inspección las operaciones internacionales de los ejercicios 2010 a 2016 y el Impuesto sobre sociedades de los ejercicios 2015 y 2016.

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 han sido 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 EEUU y de dos resoluciones del Tribunal Económico-Administrativo Central; por ello la Inspección debe dictar nuevas liquidaciones aplicando los criterios ya aceptados en ejercicios posteriores tanto por la Administración como por el contribuyente. 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 ha sido objeto de reclamación, por entender la Compañía que su actuación ha sido ajustada a Derecho. Actualmente las reclamaciones continúan en la vía administrativa, pendientes de resolución del Tribunal Económico Administrativo Central.
- 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 una notificación de la *Inland Revenue Board* (IRB) por los ejercicios 2007, 2008 y 2011 en la que se cuestiona principalmente la deducibilidad de determinados gastos. Las actuaciones mencionadas han concluido con un acuerdo de conciliación ratificado por la corte fiscal, por el que las filiales de Repsol han recibido la devolución de impuestos inicialmente liquidados por la IRB. Adicionalmente, dichas entidades han recibido un acta de la IRB por el ejercicio 2014 en la que se cuestiona la deducibilidad de determinados gastos. Las actas han sido recurridas en enero de 2020 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.

(24) RESULTADOS DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS

El "*Resultado de operaciones interrumpidas*" neto de impuestos del ejercicio 2018 incluye los resultados de la transmisión de la participación de Naturgy (344 millones de euros), así como los resultados generados por dicha participación hasta el 22 de febrero de 2018, fecha en la que se reclasificó como mantenida para la venta, por importe de 68 millones de euros.

(25) BENEFICIO POR ACCIÓN

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el que se detalla a continuación:

Beneficio por acción (BPA)	2019	2018
Resultado atribuido a la sociedad dominante ⁽¹⁾ (millones de euros)	(3.816)	2.341
Ajuste del gasto por intereses del bono perpetuo subordinado (millones de euros)	(29)	(29)
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones) ⁽²⁾	1.548	1.671
BPA básico y diluido (euros/acción)	(2,48)	1,38

⁽¹⁾ En 2018 incluye el resultado atribuido a la sociedad dominante correspondiente a operaciones interrumpidas por importe de 412 millones de euros, equivalente a un BPA de 0,26 euros por acción.

⁽²⁾ El capital social registrado en circulación a 31 de diciembre de 2018 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 3.2.2).

FLUJOS DE CAJA**(26) FLUJOS DE EFECTIVO⁵¹****26.1) Flujos de efectivo de las actividades de explotación**

Durante el 2019 el flujo de efectivo neto procedente de las actividades de explotación ha ascendido a 4.849 millones de euros, que representa un aumento del 6% respecto a 2018. Parte de esta mejora se explica por el impacto positivo de la aplicación de NIIF 16 (Nota 3.2.1) al reflejarse en 2019 en la cuenta de resultados los gastos correspondientes a los arrendamientos como amortización y gasto financiero en los flujos de efectivo de los pagos correspondientes como flujos de financiación.

La composición del epígrafe “Flujos de efectivo de las actividades de explotación” del estado de flujos de efectivo ha sido el siguiente:

	Notas	Millones de euros	
		2019	2018
Resultado antes de impuestos		(3.201)	3.333
Ajustes de resultado:		8.632	2.360
Amortización del inmovilizado	3, 12 y 13	2.434	2.140
Provisiones de explotación	11.3, 15 y 21	6.600	1.235
Resultado por enajenación de activos	5 y 21	(147)	(62)
Resultado financiero	22	301	173
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	14	(351)	(1.053)
Otros ajustes (netos)		(205)	(73)
Cambios en el capital corriente:		137	(389)
Incremento/Decremento Cuentas a cobrar	18	276	119
Incremento/Decremento Inventarios	17	(182)	(531)
Incremento/Decremento Cuentas a pagar	19	43	23
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(719)	(725)
Cobros de dividendos		464	472
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾		(975)	(762)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación ⁽²⁾		(208)	(435)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		4.849	4.579

⁽¹⁾ 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 6.6 del Informe de Gestión consolidado 2019.

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

26.2) Flujos de efectivo de las actividades de inversión

Durante el 2019 el flujo de efectivo neto procedente de las actividades de inversión ha supuesto un pago neto de 4.407 millones de euros.

Los “pagos/cobros por inversiones en empresas del Grupo y asociadas” ascienden a -90 millones de euros.

Los “pagos/cobros por inversiones en Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias”, ascienden a -3.094 millones de euros que corresponden a inversiones del segmento *Upstream*, destacando las realizadas en Norteamérica (que incluyen la adquisición del 63% en el activo de Eagle Ford, véase Nota 5), Noruega y en Exploración, y en el segmento *Downstream*, las realizadas para la actualización y mantenimiento de los complejos industriales, negocios de Refino y Química, así como las acometidas para la expansión internacional de los negocios comerciales en México (EE.S en el negocio de Movilidad) e Indonesia (adquisición del 40% de United Oil Company) y en los proyectos renovables en España. Para información adicional, véase los apartados 4.1, 5.1 y 5.2 del Informe de Gestión consolidado.

Los “pagos/cobros por Inversiones en otros activos financieros”, ascienden a -1.311 millones de euros, que corresponden principalmente a la constitución de depósitos y a la variación de préstamos concedidos a los negocios conjuntos.

⁵¹ De acuerdo a las opciones de presentación incluidas en la NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo, el Grupo presenta la información relativa a los flujos de efectivo de las operaciones siguiendo el denominado “método indirecto”, según el cual se comienza presentando el “Resultado antes de impuestos” de la cuenta de pérdidas y ganancias del periodo, cifra que se corrige posteriormente por los efectos de las transacciones no monetarias y devengos realizados en el periodo, así como de las partidas de pérdidas o ganancias asociadas con flujos de efectivo de operaciones clasificadas como de inversión o financiación.

26.3) Flujos de efectivo de las actividades de financiación

Durante el 2019 el flujo de efectivo neto procedente de las actividades de financiación ha supuesto un pago neto de (2.289) millones de euros que representa un descenso del 25% respecto a 2018. Los menores pagos netos por instrumentos de pasivo financiero respecto a 2018 (emisión de un bono de 750 millones de euros en 2019 -ninguna en 2018- y mayores vencimientos y amortizaciones anticipadas de bonos en 2018) y el menor coste y volumen medio de la deuda, se ha visto parcialmente compensado por una mayor compra de autocartera y remuneración al accionista (ver Nota 7), así como por el impacto de las cuotas e intereses de arrendamientos conforme a NIIF 16 (ver Nota 3.2.1), pagos anteriormente reconocidos en los flujos de efectivo de las actividades de explotación.

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

	Millones de euros					Saldo Final ⁽¹⁾
	2018	2019			Otros ⁽³⁾	
	Saldo Inicial ⁽¹⁾	Flujos de efectivo	Flujos distintos de efectivo			
		Efecto tipo de cambio	Cambios en VR			
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 ⁽⁴⁾	—	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 del Grupo no eliminados en el proceso de consolidación.

⁽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 7.3), el incremento de pasivos por primera aplicación de NIIF16 (ver nota 3.2.1), así como por alta de arrendamientos y el devengo de intereses y dividendos.

⁽⁴⁾ Incluye principalmente cobros/pagos de financiación otorgada a corto plazo por importe de 69 millones de euros (24 millones de euros en 2018).

OTRA INFORMACION

(27) COMPROMISOS Y GARANTÍAS

27.1) Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2019, los principales compromisos firmes de compras, inversión o gasto del Grupo son los siguientes:

Millones de euros	2020	2021	2022	2023	2024	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de compra	4.367	1.209	991	1.139	1.283	19.816	28.805
Crudo y otros ^{(1) (3)}	3.325	404	392	392	393	3.652	8.558
Gas natural ^{(2) (3)}	1.042	805	599	747	890	16.164	20.247
Compromisos de inversión ⁽⁴⁾	804	320	132	82	82	145	1.565
Prestación de servicios ⁽⁵⁾	472	373	281	213	176	388	1.903
Compromisos de transporte ⁽⁶⁾	209	198	173	165	131	403	1.279
TOTAL	5.852	2.100	1.577	1.599	1.672	20.752	33.552

Nota: 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 21).

⁽¹⁾ Incluye principalmente los compromisos de compra de productos para el funcionamiento de las refinерías 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 2020) y con Overseas Petroleum and Investment Corporation (vencimiento en 2020).

⁽²⁾ Fundamentalmente incluye compromisos de compra de gas natural licuado (GNL) en Norteamérica (con cláusulas "take or pay"). En 2019 destaca el nuevo contrato de suministro de aproximadamente un millón de toneladas anuales de GNL durante 20 años desde la puesta en marcha de la instalación de licuefacción de *Calcasieu Pass (Cameron Parish, Louisiana)* prevista para 2022, firmado con Venture Global LNG. Estos contratos califican contablemente de "uso propio".

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

Compromisos de compra	Unidad de medida	2020	2021	2022	2023	2024	Ejercicios posteriores	Total
Crudo	kbbbl	42.445	198	187	190	187	685	43.892
Gas natural								
Gas natural	Tbtu	193	151	8	8	7	13	380
Gas natural licuado	Tbtu	153	127	90	118	139	2.262	2.889

⁽⁴⁾ Incluye principalmente compromisos de inversión en España, Argelia, Noruega y Bolivia por importe de 537, 253, 203 y 191 millones de euros, respectivamente.

⁽⁵⁾ Incluye principalmente compromisos asociados a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en *Upstream* por importe de 1.064 millones de euros y compromisos para desarrollos tecnológicos futuros por importe de 325 millones de euros.

⁽⁶⁾ Incluye fundamentalmente los compromisos de transporte de hidrocarburos en Norteamérica, Perú y Indonesia por importe aproximado de 1.218 millones de euros.

27.2) Garantías

A 31 de diciembre de 2019 las garantías por obligaciones 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) 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:
 - Una por 514 millones de dólares, correspondiente al 100% de la participación de RSB (ver Nota 14) en Guará B.V., por la que Repsol dispone de una contragarantía de China Petrochemical Corporation por el 40% de participación de ésta en RSB.
 - Dos adicionales, de 462 millones y 428 millones de dólares, correspondientes al 15% de participación indirecta del Grupo en Guará B.V.

Los importes garantizados se reducen anualmente durante los 20 años de duración de los contratos.

- Por el 51% de las garantías por desmantelamiento de RSRUK en el Mar del Norte, por importe de 579 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 ordinario⁵², así como por las eventuales responsabilidades de sus actividades, incluidas las de naturaleza medioambiental⁵³ y aquellas otorgadas en la venta de activos⁵⁴.

Las garantías no pueden considerarse como una salida cierta de recursos frente a terceros, ya que la mayoría de ellos 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.

(28) OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS

Repsol realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado. Las operaciones realizadas por Repsol, S.A. con las empresas de su Grupo, y 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 2019 ⁽¹⁾
Sacyr, S.A. ⁽²⁾	8,03
Temasek Holdings (Private) Limited ⁽³⁾	1,5

Nota: Datos disponibles para la Sociedad a 31 de diciembre de 2019 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⁾ Datos previos al cierre de la ampliación de capital liberada descrita en el apartado 7.1 Capital social.

⁽²⁾ Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Securities, S.A., Sacyr Investments S.A. y Sacyr Investments II, S.A.

⁽³⁾ Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.

- 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 30.4).
- 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 14).

⁵² Las garantías otorgadas en el curso ordinario de la actividad garantizada corresponden a un número limitado de garantías por importe de 24 millones de euros. Las 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. En Venezuela existe una garantía indeterminada otorgada a favor de Cardón IV para cubrir el compromiso de suministro de gas hasta 2036 a Petróleos de Venezuela, S.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.

⁵³ 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.

⁵⁴ 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.

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

Millones de euros	2019				2018			
	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	—	—	123	123	7	—	90	97
Arrendamientos	—	—	—	—	1	—	1	2
Recepciones de servicios	29	—	70	99	20	—	87	107
Compra de bienes ⁽²⁾	—	—	1.192	1.192	—	—	1.453	1.453
Otros gastos	—	—	135	135	7	—	739	746
TOTAL GASTOS	29	—	1.520	1.549	35	—	2.370	2.405
Ingresos financieros	—	—	124	124	4	—	162	166
Prestación de servicios	5	—	4	9	6	—	1	7
Venta de bienes ⁽³⁾	178	—	386	564	180	—	575	755
Otros ingresos	1	—	190	191	1	—	66	67
TOTAL INGRESOS	184	—	704	888	191	—	804	995

Millones de euros	2019				2018			
	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) ⁽⁴⁾	—	—	246	246	—	—	302	302
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestataria) ⁽⁵⁾	—	—	903	903	—	—	1.082	1.082
Garantías y avales prestados ⁽⁶⁾	—	—	654	654	44	—	669	713
Garantías y avales recibidos	7	—	4	11	7	—	—	7
Compromisos adquiridos ⁽⁷⁾	11	—	1	12	30	—	—	30
Dividendos y otros beneficios distribuidos ⁽⁸⁾	109	—	—	109	92	—	—	92
Otras operaciones ⁽⁹⁾	35	—	1.565	1.600	135	—	1.906	2.041

Millones de euros	2019				2018			
	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	—	128	130	2	—	181	183
Préstamos y créditos concedidos	—	—	962	962	—	—	1.096	1.096
Otros derechos de cobro	—	—	77	77	—	—	1	1
TOTAL SALDOS DEUDORES	2	—	1.167	1.169	2	—	1.278	1.280
Proveedores y Acreedores comerciales	12	—	85	97	9	—	93	102
Préstamos y créditos recibidos	—	—	3.915	3.915	—	—	3.442	3.442
Otras obligaciones de pago ⁽¹⁰⁾	3	—	2	5	47	—	1	48
TOTAL SALDOS ACREEDORES	15	—	4.002	4.017	56	—	3.536	3.592

Nota: En 2018 las tablas de Gastos e Ingresos y Otras transacciones, incluyen las transacciones con el grupo Naturgy hasta el 18 de mayo (ver Nota 2.3) y con CaixaBank hasta el 20 de septiembre, fecha del anuncio del acuerdo adoptado por su Consejo de Administración de vender su participación accionarial en Repsol y la renuncia de sus consejeros dominicales.

⁽¹⁾ Incluye, en su caso, aquellas transacciones realizadas con Administradores y Directivos no incluidas en la Nota 30 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 2019 la columna "Personas, sociedades o entidades del Grupo" incluye, fundamentalmente, compras de productos con Repsol Sinopec Brasil (RSB) y a BPRY Caribbean Ventures LLC (BPRY) por importe de 790 y 223 millones de euros en 2019, respectivamente (875 y 395 millones de euros en 2018).

⁽³⁾ En 2019 y 2018 la columna "Accionistas significativos" incluye fundamentalmente las ventas de crudo al grupo Temasek. En 2019 y 2018 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 2019 de 257 y 107 millones de euros y en 2018 de 252 y 119 millones de euros, respectivamente, así como las ventas al grupo Naturgy.

⁽⁴⁾ Incluye principalmente suministros y dotaciones por riesgos de crédito de cuentas a cobrar e instrumentos financieros (ver Nota 11.3 y 21.3).

⁽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 27).

⁽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 2019 (y en la tabla 2018: enero y julio 2018), en el marco del programa de retribución a los accionistas "Repsol Dividendo Flexible" (ver Nota 7.3).

⁽⁹⁾ En 2019 y 2018 "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 2019 y 2018 “Accionistas significativos” incluye los importes correspondientes a 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.

(29) OBLIGACIONES CON EL PERSONAL

29.1) Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores en España, Repsol tiene reconocidos planes de modalidad mixta adaptados a la legislación vigente. En concreto, se trata de planes de pensiones de aportación definida para la contingencia de jubilación y de prestación definida para las contingencias de invalidez permanente total o absoluta, gran invalidez y fallecimiento. En el caso de las contingencias de invalidez permanente total o absoluta, gran invalidez y fallecimiento, los planes de pensiones tienen contratadas pólizas de seguro con una entidad externa. 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 54 millones de euros en 2019 y 56 millones de euros en 2018.

Para los directivos del Grupo Repsol en España existe un sistema de previsión social, complementario al plan de pensiones de empleo, denominado “Plan de Previsión de Directivos”, que consiste en un plan destinado a cubrir tanto la jubilación como 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 de compromisos por pensiones que están suscritos con una entidad aseguradora. El pago de las primas de estas pólizas de seguro financia y exterioriza, por una parte, los compromisos correspondientes a las aportaciones y, por otra, los correspondientes a la rentabilidad determinada garantizada.

El coste por este plan, registrado en el epígrafe “Gastos de personal” de la cuenta de pérdidas y ganancias, en los ejercicios 2019 y 2018 ha ascendido a 10 y 12 millones de euros, respectivamente.

29.2) Planes de pensiones de prestación definida

Repsol tiene contratados planes de pensiones de prestación definida para determinados colectivos. El importe total cargado en la cuenta de pérdidas y ganancias del Grupo en 2019 y 2018 ha sido de 11 y 5 millones de euros, respectivamente, y los importes provisionados en el balance de situación por dichos planes asciende a 31 de diciembre de 2019 y 2018 a 82 y 64 millones de euros, respectivamente (ver Nota 15).

29.3) Programa de incentivo a largo plazo

La Compañía tiene implantado un instrumento de fidelización dirigido a directivos y a otras personas con responsabilidad en el Grupo, consistente en la fijación de un incentivo a largo plazo como parte de su sistema retributivo. Con él se pretende fortalecer los vínculos de los directivos y mandos con los intereses de los accionistas, basados en la sostenibilidad de los resultados de la Compañía a medio y largo plazo y en el cumplimiento de su Plan Estratégico, al propio tiempo que se favorece la continuidad en el Grupo de las personas más destacadas.

Al cierre del ejercicio se encuentran vigentes los Programas de Incentivo a Largo Plazo de 2016-2019, 2017-2020, 2018-2021 y 2019-2022. El Programa 2015-2018 se cerró de acuerdo a sus bases el 31 de diciembre de 2018 y sus beneficiarios han percibido la retribución variable correspondiente en el ejercicio 2019.

Los cuatro Programas de Incentivo a Largo Plazo vigentes son independientes entre sí, pero sus principales características son las mismas. El cumplimiento de los respectivos objetivos ligados a cada programa da a los beneficiarios de cada plan el derecho a la percepción del incentivo en el primer cuatrimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. No obstante, la percepción del incentivo está ligada a la permanencia del beneficiario al servicio del Grupo hasta el 31 de diciembre del último de los ejercicios del programa, con excepción de los supuestos especiales contemplados en las propias bases del mismo.

En caso de que corresponda la percepción del incentivo, a la cantidad que se determina en el momento de concesión del incentivo a largo plazo, se le aplica un primer coeficiente variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos y un segundo coeficiente variable, vinculado a la media aritmética de la evaluación individual de desempeño obtenida por el beneficiario en los años comprendidos en el periodo de medición de cada programa de incentivos, calculada como el porcentaje de retribución variable anual individual obtenida con respecto al 100% del target establecido.

Ninguno de los planes implica para sus beneficiarios 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 2016-2019 se abonará al Consejero Delegado en una proporción de 70% en efectivo y el 30% restante en acciones de la Sociedad, de forma que percibirá 948.484 euros en metálico y 14.743 acciones de la Sociedad equivalentes a un importe de 187.438 euros.

De conformidad con lo previsto en la Política de Remuneraciones de los Consejeros en vigor, el número final de acciones que recibirá el Consejero Delegado se calcula teniendo en cuenta: (i) el importe que efectivamente le corresponde abonar tras aplicar los impuestos (o retenciones) que correspondan; 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 por el Consejo de Administración se acuerde el abono del Incentivo a Largo Plazo para el Consejero Delegado correspondiente a cada uno de los Planes.

Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias de los ejercicios 2019 y 2018 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 20 y 31 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2019 y 2018, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 67 y 70 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

En 2020, la Compañía tiene previsto implantar un nuevo esquema del Programa de Incentivo a Largo Plazo cuya principal diferencia con respecto a los Programas anteriores se basa en que contempla el derecho 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. Este nuevo esquema de ILP está alineado con la normativa, las recomendaciones de gobierno corporativo y las mejores prácticas de mercado.

29.4) Planes de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo y de Adquisición de Acciones

i.) “Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo”

Este Plan permite a sus beneficiarios invertir en acciones de Repsol, S.A. hasta el 50% del importe bruto del incentivo a largo plazo que perciban y tiene como finalidad 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 adquiridas durante un periodo de tres años desde la inversión inicial y se cumplan el resto de condiciones del Plan, la Compañía le entregaría una acción adicional por cada tres adquiridas inicialmente.

Adicionalmente, para aquellos beneficiarios que tengan la consideración de Alta Dirección, entendiéndose como tales a los Consejeros Ejecutivos y al resto de miembros del Comité Ejecutivo, se establece un requisito adicional de desempeño (performance) 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 inmediatamente precedente a la fecha de entrega de las acciones, igual o superior al 75%.

A la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales consolidadas, se encuentran vigentes los ciclos séptimo, octavo y noveno (2017-2020, 2018-2021 y 2019-2022) del Plan, cuyos principales datos se incluyen a continuación:

	Nº participaciones	Inversión Inicial total (nº de acciones)	Precio medio (Eur/Acc)	Compromiso máximo de entrega de acciones
Séptimo ciclo (2017-2020)	153	135.047	14,9955	44.964
Octavo ciclo (2018-2021)	158	150.476	16,3021	50.160
Noveno ciclo (2019-2022) ⁽¹⁾	201	246.508	14,4101	82.168

⁽¹⁾ En este importe se incluyen las acciones entregadas a los Consejeros Ejecutivos como pago parcial del Programa ILP 2015-2018, que ascienden a 23.544. De acuerdo con lo establecido en la Política de Remuneración de los Consejeros, las acciones que se entreguen en su caso 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.

Las acciones adquiridas en el noveno ciclo por los actuales miembros del Comité Ejecutivo, incluyendo al Consejero Delegado, han sido 112.236 acciones.

En atención a este Plan, a 31 de diciembre de 2019 y 2018, se ha registrado un gasto en el epígrafe “Gastos de personal” con contrapartida en el epígrafe “Otras reservas” del Patrimonio Neto por importe de 0,5 millones de euros.

Adicionalmente, con fecha 30 de junio de 2019 se ha cumplido el periodo de consolidación del sexto ciclo del Plan. Como consecuencia de ello, 114 beneficiarios de este ciclo consolidaron derechos a la entrega de un total de 39.490 acciones

(recibiendo un total de 29.563 acciones una vez descontado el ingreso a cuenta del IRPF a realizar por la Sociedad). En particular, los miembros del Comité Ejecutivo así como los Consejeros Ejecutivos consolidaron derechos a la entrega de 16.134 acciones (una vez descontado el ingreso a cuenta a realizar por la Sociedad, recibieron un total de 11.190 acciones).

ii.) *“Planes de Adquisición de Acciones”*

Desde el año 2011 la Compañía ha puesto en marcha diversos Planes de Adquisición de Acciones que han sido 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 los empleados del Grupo Repsol en España y tienen como finalidad permitir que aquéllos que lo deseen puedan percibir parte de su retribución en acciones de Repsol, S.A. con el límite anual de 12.000 euros. Las acciones se valorarán al precio de cierre de la acción de Repsol, S.A., en el sistema de interconexión bursátil (mercado continuo) de las bolsas españolas en cada una de las fechas de entrega al beneficiario.

Durante el ejercicio 2019 el Grupo ha adquirido 643.458 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 9,2 millones de euros para su entrega a los empleados. En el ejercicio 2018 y en el marco de dicho Plan, el Grupo adquirió 518.228 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 8,2 millones de euros (ver Nota 7).

Los miembros del Comité Ejecutivo, conforme a los términos previstos en el Plan, han adquirido en 2019 un total de 6.680 acciones.

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

En el último trimestre de 2019, la Compañía ha puesto en marcha el Plan Global de Compra de Acciones “TU REPSOL”, dirigido a todos los empleados. Este Plan permite a los empleados destinar un importe 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.

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 para asegurar la atención de los compromisos asumidos.

(30) RETRIBUCIONES A LOS MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO

30.1) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

De acuerdo a lo dispuesto en el Art. 45 de los Estatutos Sociales, los Consejeros, en su condición de miembros del Consejo y por el desempeño de la función de supervisión y decisión colegiada propia de este órgano, tienen derecho a percibir una asignación anual fija, que no podrá exceder de la cantidad 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 las 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.

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2019 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo, y con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 6,963 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	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 ⁽²⁾	117.729	—	—	12.877	—	25.753	156.359
María Teresa García-Milá Lloveras ⁽³⁾	117.729	—	51.507	12.877	—	—	182.113
Henri Philippe Reichstul	176.594	176.594	—	—	—	—	353.188
M ^a del Carmen Ganyet i Cirera ⁽⁴⁾	176.594	—	88.297	22.074	12.877	—	299.842
Ignacio Martín San Vicente ⁽⁵⁾	176.594	176.594	—	—	9.198	—	362.386
María Teresa Ballester Fornés	176.594	—	88.297	—	22.074	—	286.965
Ángel Durández Adeva ⁽⁶⁾	73.581	—	36.790	9.198	9.198	—	128.767
Manuel Manrique Cecilia	176.594	176.594	—	—	—	—	353.188
Luis Carlos Croissier Batista ⁽⁷⁾	73.581	—	36.790	—	—	18.395	128.766
Rene Dahan	176.594	176.594	—	—	—	—	353.188
José Manuel Loureda Mantiñán ⁽⁸⁾	176.594	—	—	9.198	22.074	44.149	252.015
Mariano Marzo Carpio ⁽⁹⁾	176.594	—	—	22.074	12.877	44.149	255.694
Isabel Torremocha Ferrezuelo ⁽¹⁰⁾	176.594	—	88.297	—	—	25.753	290.644
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 anualmente en 2019 asciende 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) 44.148 euros por pertenencia a la Comisión de Sostenibilidad; (v) 22.074 euros por pertenencia a la Comisión de Nombramientos; y (vi) 22.074 euros por pertenencia a la Comisión de Retribuciones.

⁽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 0,419 millones de euros.

⁽²⁾ La Sra. Estefanía fue nombrada Consejera de la Compañía y vocal de las Comisiones de Nombramientos y Sostenibilidad con fecha 31 de mayo de 2019.

⁽³⁾ La Sra. García-Milá fue nombrada Consejera de la Compañía y vocal de las Comisiones de Auditoría y Control y Nombramientos con fecha 31 de mayo de 2019.

⁽⁴⁾ La Sra. Ganyet fue nombrada vocal de la Comisión de Retribuciones con fecha 31 de mayo de 2019 y Presidenta de la misma el 26 de junio de 2019.

⁽⁵⁾ El Sr. Martín dejó de ser miembro de la Comisión de Retribuciones con fecha 31 de mayo de 2019.

⁽⁶⁾ El Sr. Durández finalizó su mandato como Consejero y miembro de las Comisiones de Auditoría y Control, Nombramientos y Retribuciones con fecha 31 de mayo de 2019.

⁽⁷⁾ El Sr. Croissier finalizó su mandato como Consejero y miembro de las Comisiones de Auditoría y Control y Sostenibilidad con fecha 31 de mayo de 2019.

⁽⁸⁾ El Sr. Loureda dejó de ser miembro de la Comisión de Nombramientos con fecha 31 de mayo de 2019.

⁽⁹⁾ El Sr. Marzo fue nombrado vocal de la Comisión de Retribuciones con fecha 31 de mayo de 2019.

⁽¹⁰⁾ La Sra. Torremocha fue nombrada vocal de la Comisión de Sostenibilidad con fecha 31 de mayo de 2019.

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 los casos del Presidente del Consejo de Administración, el Consejero Delegado y el Consejero Secretario General, para quienes rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, más adelante descritos.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

En el ejercicio 2019, la retribución devengada por los miembros del Consejo de Administración por el desempeño de puestos y funciones directivas responde al siguiente detalle:

Millones de euros	D. Josu Jon Imaz San Miguel	D. Luis Suárez de Lezo Mantilla
Remuneración monetaria fija	1,200	0,983
Remuneración variable y en especie ⁽¹⁾	2,020	6,980

⁽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 sexto ciclo del Plan de Compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, según se detalla en el apartado 29.3. En el caso del Sr. Suárez de Lezo, dada la terminación de sus funciones ejecutivas, se incluye, además, la liquidación que le corresponde por los planes de Incentivo a Largo Plazo en los que participaba hasta el 31 de diciembre de 2019 (ILP 2016-2019, ILP 2017-2020, ILP 2018-2021 e ILP 2019-2022) conforme a las Condiciones Generales de dichos planes, la liquidación de las unidades consolidadas en los Planes de Compra de Acciones por los Beneficiarios del Programa de Incentivo a Largo Plazo en los que participaba y la liquidación del importe acumulado por su cuenta en el Fondo de Inversión "Premio de Permanencia".

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 2019 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 2019 por las aportaciones a planes de pensiones, al premio de permanencia, y a planes de previsión de los Consejeros Ejecutivos en el Grupo asciende a:

	Millones de euros
Josu Jon Imaz San Miguel	0,254
Luis Suárez de Lezo Mantilla	0,197

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

El 30 de junio de 2019 se cumplió el periodo de consolidación del sexto ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo (ver Nota 29.4.i.). Como consecuencia de ello, D. Josu Jon Imaz consolidó derechos a la entrega de un total de 3.550 acciones brutas, valoradas a un precio de 14,02 euros por acción.

30.2) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

En 2019, la indemnización percibida por parte del Consejero Secretario General, por extinción de su contrato y terminación de sus funciones ejecutivas y pacto de no concurrencia ascienden a 11,3 millones de euros⁵⁵.

30.3) Otras operaciones con los administradores

Durante el ejercicio 2019, 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 2017-2020, 2018-2021 y 2019-2022 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, descrito en la Nota 29.

Sin perjuicio de que durante el ejercicio 2019 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, los Consejeros Ejecutivos no participaron 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.

⁵⁵ Para más información véase "B. El sistema de Gobierno Corporativo de Repsol. 5 Retribución de los Consejeros y la Alta Dirección" del Informe Anual de Gobierno Corporativo.

30.4) Retribuciones del personal directivo

a) Alcance

A efectos de la información recogida en este apartado, Repsol considera “*personal directivo*” a los miembros del Comité Ejecutivo. Durante 2019, un total de 9 personas han formado parte del Comité Ejecutivo. Esta calificación, a meros efectos informativos, 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 2019 por las personas que, en algún momento del citado periodo han sido miembros del Comité Ejecutivo del Grupo, 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., dado que la información correspondiente a estas personas se incluye 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 2019, la retribución devengada por el personal directivo que ha formado parte del Comité Ejecutivo responde al siguiente detalle:

	<i>Millones de euros</i>
Sueldo	5,403
Dietas	0,079
Remuneración Variable ⁽¹⁾	3,884
Remuneraciones en Especie ⁽²⁾	0,594
Plan de previsión de directivos	1,119

⁽¹⁾ Consta de un bono anual, y de un bono plurianual, calculados ambos como un determinado porcentaje sobre la retribución fija, que se perciben en función del grado de cumplimiento de determinados objetivos.

⁽²⁾ Incluye, entre otras, los derechos consolidados a la entrega de 12.584 acciones brutas adicionales tras la finalización del periodo de consolidación del sexto ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, con un valor de 14,02 euros por acción, lo que supone un valor equivalente de 176.448 euros brutos. Asimismo incluye las aportaciones realizadas a los planes de pensiones mantenidos con el personal directivo (ver Nota 29), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida e invalidez que ha ascendido a 0,174 millones de euros.

c) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2019, la Sociedad dominante tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,331 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio de 2,1% durante el presente ejercicio.

30.5) Indemnizaciones al personal directivo

Los miembros del personal directivo tienen reconocido, en sus respectivos contratos, el derecho a percibir una indemnización en el supuesto de extinción de su relación con la sociedad, siempre que la misma no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de las obligaciones del directivo, por jubilación, invalidez o por su propia voluntad no fundamentada en alguno de los supuestos indemnizables recogidos en los citados contratos.

El Grupo tiene formalizado un contrato de seguro colectivo con objeto de 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 2019, no se ha abonado al personal directivo de la Compañía importe alguno en concepto de indemnización por extinción de contrato y pacto de no concurrencia.

30.6) Otras operaciones con el personal directivo

Durante el ejercicio 2019, los miembros del personal directivo de Repsol no han realizado con la Sociedad dominante o con las 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.

Adicionalmente, los miembros del personal directivo se encuentran adheridos a los ciclos 2017-2020, 2018-2021 y 2019-2022 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, descrito en la Nota 29.

30.7) Seguro de responsabilidad civil

Durante el ejercicio 2019, el Grupo tiene suscrita una póliza de responsabilidad civil que cubre a los miembros del Consejo de Administración, al personal directivo referido en la Nota 30.4.a), al resto de directivos y a aquellas otras personas que ejercen funciones asimiladas a las de los directivos, ascendiendo el importe total de la prima de esta póliza a 1,9 millones de euros. La póliza también cubre a las distintas sociedades del Grupo bajo ciertas circunstancias y condiciones.

(31) INFORMACIÓN SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO Y MEDIO AMBIENTE

El Consejo de Administración de Repsol, S.A. ha revisado su papel en la lucha contra el cambio climático y ha publicado en diciembre una nueva orientación estratégica en la que se compromete a ser una compañía con **cero emisiones netas en el año 2050**, estableciendo objetivos intermedios de reducción gradual de su indicador de intensidad de carbono.

La política de riesgos del Grupo, aprobada por el Consejo de Administración, establece que la gestión de riesgos se integra en los procesos de negocio, y que los riesgos se identifican, valoran y mitigan para mantenerlos en niveles tolerados por la Compañía. Los riesgos derivados del cambio climático, tanto los físicos como los denominados transicionales, son gestionados del mismo modo que lo son el resto de los riesgos a los que está expuesto el Grupo, salvo por el hecho de que su naturaleza emergente los hace objeto de un examen más detallado en el largo plazo. El perfil de riesgos del Grupo, tanto en el corto como en el medio y largo plazo, está a disposición de los órganos ejecutivos y de gobierno del Grupo para la toma de decisiones.

Para más información en relación a los riesgos y gestión del cambio climático y la gestión medioambiental del Grupo, véase los apartados 6.1 “Cambio climático” y 6.4 “Medioambiente” del Informe de gestión consolidado.

31.1) Derechos de emisión de CO₂

Políticas contables -Derechos de emisión de CO₂ -

Los derechos de emisión adquiridos se registran como un activo intangible y se valoran inicialmente por su precio de adquisición. Aquellos derechos gratuitos, conforme al régimen de comercio de derechos de emisión para el periodo 2013-2020, son registrados como activo intangible 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 el activo intangible como la provisión correspondiente a los mismos, 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 17).

En Europa, la regulación concerniente al mercado de derechos CO₂, la Directiva EU Emissions Trading System (EU-ETS) entró en Fase III el 1 de enero de 2013. Durante esta fase, que finaliza 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 a la Directiva EU-ETS confirmó que la actividad de refino 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 2019 y 2018 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2019	2018
Saldo al inicio del ejercicio	113	69
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	325	114
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	(113)	(70)
Saldo al cierre del ejercicio	325	113

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

⁽²⁾ Corresponde en 2019 y 2018, a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en los ejercicios 2018 y 2017, respectivamente (ver Nota 12).

Durante los ejercicios 2019 y 2018, las sociedades del Grupo han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 8 millones de toneladas de CO₂, conforme al Plan Nacional de Asignación, valorados inicialmente en 201 y 63 millones de euros, respectivamente (ver Nota 12).

El gasto neto por la gestión de CO₂, ha ascendido a 132 millones de euros en 2019 y a 44 millones de euros en 2018. El incremento se explica fundamentalmente por el significativo aumento del precio de CO₂ en 2019 (24,8 €/tn respecto a los 15,9 €/tn en 2018) correspondientes a las emisiones de CO₂ emitidas por los complejos industriales en España no cubiertas por los derechos de emisión gratuitos, así como por la incorporación de los negocios de generación eléctrica adquiridos en 2018.

31.2) Inversión, gastos y provisiones medioambientales⁵⁶

Las inversiones medioambientales en 2019 han ascendido a 180 millones de euros (111 millones de euros calificadas “obra en curso” a 31 de diciembre). Destacan las destinadas a la mejora de la minimización de las emisiones a la atmósfera, ahorro de energía y aumento de la eficiencia energética, la gestión y optimización del consumo de agua, la mejora en los sistemas de contingencias y la prevención de derrames. En 2019 destacan de manera singular las mejoras en la refinería de La Coruña para reducir emisiones a la atmósfera mediante la mejora de la integración energética y la sustitución de turbinas de los compresores en la unidad de craqueo catalítico fluido, así como la inversión en las refinerías de Petronor y Puertollano en las unidades de destilación atmosférica para mejorar su eficiencia energética.

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 94 y 83 millones de euros en 2019 y 2018, respectivamente. En 2019 destacan las actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 26 millones de euros en las instalaciones industriales de *Downstream* (27 millones de euros en 2018); la gestión del agua por importe de 19 millones de euros (17 millones de euros en 2018) y la gestión de los residuos por importe de 17 millones de euros (18 millones de euros en 2018).

Las provisiones por actuaciones medioambientales⁵⁷ a 31 de diciembre de 2019 asciende a 99 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.

⁵⁶ Los conceptos identificados como naturaleza medioambiental, se entienden aquellos cuya finalidad es la de minimizar el impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente. Los criterios para su valoración se hacen conforme a los criterios técnicos del Grupo establecidos en la “Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol” basados en las directrices emitidas por el American Petroleum Institute (API).

⁵⁷ Repsol provisiona los importes necesarios para atender las actuaciones destinadas a prevenir y reparar los efectos causados sobre el medio ambiente, 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.

(32) OTROS DESGLOSES**32.1) Plantilla⁵⁸**

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2019 asciende a 24.634 empleados, distribuidas en las siguientes áreas geográficas: España (17.112 empleados), Norteamérica (1.166 empleados), Sudamérica (3.905 empleados), Europa, África y Brasil (1.830 empleados), Asia y Rusia (620 empleados) y Oceanía (1 empleado). La plantilla media en el ejercicio 2019 ha ascendido a 24.891 empleados (24.691 empleados en 2018).

A continuación se desglosa la plantilla⁵⁹ total del Grupo distribuida por categorías profesionales y por géneros a cierre de los ejercicios 2019 y 2018:

	2019		2018	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	208	55	217	56
Jefes Técnicos	1.694	738	1.752	746
Técnicos	7.262	4.678	7.051	4.621
Operarios y subalternos	6.266	3.733	6.405	3.658
Total	15.430	9.204	15.425	9.081

El Grupo Repsol cuenta a 31 diciembre de 2019 con un total de 630 trabajadores con discapacidad (2,56% de la plantilla).

En España en 2019, de acuerdo al 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 2,47% de la plantilla, siendo 467 empleados por contratación directa.

32.2) 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)⁶⁰, así como aquellos realizados por otras firmas auditoras se presentan a continuación:

Millones de euros	Auditor principal	
	2019	2018
Servicios de auditoría y relacionados:	7,8	7,3
Servicios de auditoría	7,1	6,6
Servicios profesionales relacionados con la auditoría	0,7	0,7
Servicios fiscales	—	—
Otros servicios	—	0,2
Total⁽¹⁾	7,8	7,5

⁽¹⁾ Los honorarios aprobados en 2019 por servicios de PriceWaterhouseCoopers Auditores, S.L por Servicios de auditoría y relacionados ascienden a 4,4 millones de euros y a 0,6 millones de euros, respectivamente.

El epígrafe de "Servicios de auditoría" incluye los honorarios correspondientes a la auditoría de las cuentas anuales individuales y consolidadas de Repsol, S.A., y de las sociedades que forman parte de su Grupo, las revisiones limitadas de los estados financieros consolidados intermedios 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 "Otros servicios relacionados" 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 del auditor del Grupo, sobre el cumplimiento por parte de éste, de los requerimientos de independencia aplicables de acuerdo con lo establecido en la Ley y el Reglamento aplicables.

⁵⁸ Para más información sobre la plantilla y las políticas de gestión de los empleados véase el apartado 6.2 de Informe de Gestión consolidado.

⁵⁹ 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.

⁶⁰ La Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 19 de mayo de 2017 aprobó el nombramiento de PwC como auditor de cuentas de Repsol, S.A. y del Grupo para los ejercicios 2018, 2019 y 2020.

32.3) Investigación y desarrollo

Los gastos de investigación incurridos se registran 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 2019 y 2018 a 72 y 75 millones de euros, respectivamente. Los gastos activados correspondientes a las actividades de desarrollo han ascendido a 28 millones de euros en 2019.

(33) HECHOS POSTERIORES

No se han producido hechos posteriores significativos al cierre que puedan afectar a las presentas Cuentas Anuales consolidadas.

ANEXO I: ESTRUCTURA SOCIETARIA DEL GRUPO

ANEXO IA: SOCIEDADES QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2019

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2019			
					%		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	2	—
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	1.786	2.780
Cardón IV, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	(892)	4
CSJC Eurotek - Yugra	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	70,78	70,78	64	—
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.	Talisman Colombia Holdco Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	49,00	49,00	611	—
FEHI Holding S.a.r.l.	TE Holding S.a.r.l.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	3.117	199
Foreland Oil Ltd. ⁽⁹⁾	Rift Oil, Ltd.	Islas Vírgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(10)	255
Fortuna Resources (Sunda) Ltd. ⁽⁹⁾	Talisman UK (South East Sumatra) Ltd.	Islas Vírgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	53	—
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	1	—
Lapa Oil & Gas, B.V. ⁽¹⁶⁾	Repsol Sinopec Brasil, B.V. ⁽²⁰⁾	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.	25,00	15,00	—	—
Occidental de Colombia LLC	Repsol International Finance, B.V.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	25,00	25,00	143	94
Paladin Resources Ltd.	TE Holding S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	30	73
Petrocarabobo, S.A.	Repsol Exploración S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	11,00	11,00	129	552
Petroquiriquire, S.A. Emp. Mixta	Repsol Exploración S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(N.C.)	40,00	40,00	(1.049)	232
Quiriquire 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	472	1.489
Repsol Angola 22, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(1)	351
Repsol Angola 35, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	121
Repsol Angola 37, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	5	257
Repsol Angostura, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Trinidad y Tobago	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(1)	36
Repsol Aruba, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	1	22
Repsol Bulgaria, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	128
Repsol Bulgaria Khan Kubrat, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	24	—
Repsol Canada Energy Partnership	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	744	1.362
Repsol Ductos Colombia, S.A.S.	Talisman Colombia Holdco Ltd.	Colombia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	83	3
Repsol E&P Bolivia, S.A.	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	732	135
Repsol E&P Eurasia, LLC.	Repsol Exploración S.A.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,99	99,99	5	6
Repsol E&P USA, Inc.	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.860	2.927
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	2.939	1.685
Repsol Ecuador, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	76	6
Repsol Energy North America Corporation	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	(646)	255
Repsol Exploración 17, B.V. ⁽¹⁴⁾	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	—	1
Repsol Exploración 405A, S.A. ⁽¹⁷⁾	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	—	—

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2019				
					%		Millones de Euros		
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Repsol Exploración Aitolokarnania, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7	—	
Repsol Exploración Argelia, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	231	5	
Repsol Exploración Aru, S.A. ⁽⁵⁾	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	—	—	
Repsol Exploración Caribe, S.L.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Repsol Exploración Cendrawasih I, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	27	
Repsol Exploración Cendrawasih III, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	4	
Repsol Exploración Cendrawasih IV, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	6	
Repsol Exploración Colombia, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	68	2	
Repsol Exploración East Bula, B.V. ⁽⁶⁾	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	—	4	
Repsol Exploración Gharb, S.A. ⁽¹⁴⁾	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	7	—	
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	8	—	
Repsol Exploración Ioannina, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	39	—	
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	14	—	
Repsol Exploración Jamaica, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	137	131	
Repsol Exploración Kazakhsan, 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	120	136	
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	453	9	
Repsol Exploración Perú, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	320	12	
Repsol Exploración Seram, B.V. ⁽⁶⁾	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	—	7	
Repsol Exploración South East Jambi B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	—	
Repsol Exploración South Sakakemang, S.L. ⁽¹⁸⁾	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	7	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 W. Papua IV S.L. ⁽⁵⁾	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	5.595	27	
Repsol Exploration Australia Pty Ltd. ⁽⁶⁾	Repsol Exploración S.A.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Repsol Exploration Namibia Pty, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Namibia	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	2	—	
Repsol Exploração Brasil, Ltda.	Repsol Exploración, S.A.	Brasil	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	56	59	
Repsol Greece Ionian, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	—	
Repsol Groundbirch Partnership	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	231	
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	407	212	
Repsol Libreville, S.A. avec A.G.	Repsol Exploración S.A.	Gabón	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(12)	68	
Repsol LNG Holdings, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	17	2	
Repsol Louisiana Corporation ⁽⁶⁾	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	16	92	
Repsol Norge, AS	Repsol Exploración S.A.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	329	—	
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	Repsol Ecuador, S.A.	España	Operación de un oleoducto para transporte de hidrocarburos	I.G.	100,00	99,99	69	—	
Repsol Offshore E & P USA, Inc.	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	11	29	
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	146	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2019				
					%		Millones de Euros		
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Repsol Oil & Gas Australasia Pty Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Australia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	—	67	
Repsol Oil & Gas Canada, Inc. ⁽¹⁰⁾	Repsol Energy Resources Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	9.738	6.122	
Repsol Oil & Gas Gulf of Mexico, LLC ⁽⁵⁾	Repsol E&P USA Holdings, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	—	—	
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	4.443	1.916	
Repsol Oil & Gas Malaysia (PM3) Ltd.	Fortuna International Petroleum Corporation	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	40	10	
Repsol Oil & Gas Malaysia Ltd.	Fortuna International Petroleum Corporation	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	307	—	
Repsol Oil & Gas Niugini Kimu Alpha Pty Ltd	Repsol Oil & Gas Niugini Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	—	6	
Repsol Oil & Gas Niugini Kimu Beta Ltd.	Repsol Oil & Gas Niugini Ltd.	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	—	14	
Repsol Oil & Gas Niugini Ltd.	Repsol Oil & Gas Papua Pty, Ltd.	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	16	338	
Repsol Oil & Gas Niugini Pty Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	324	607	
Repsol Oil & Gas Papua Pty Ltd.	Repsol Oil & Gas Niugini Pty Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	319	320	
Repsol Oil & Gas USA LLC.	Repsol E&P USA Holdings Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	109	1.802	
Repsol Oil & Gas Vietnam 07/03 Pty Ltd	Repsol Exploración, S.A.	Australia	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	42	—	
Repsol Services México, S.A. de C.V	Repsol Downstream Internacional, S.A. ⁽²⁶⁾	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	8	8	
Repsol Servicios Colombia, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4	—	
Repsol Sinopec Brasil, S.A. ⁽¹⁵⁾	Repsol S.A.	Brasil	Explotación y comercialización de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	60,01	60,01	7.262	7.191	
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	1.711	4.395	
Repsol Surorient Ecuador, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	2	
Repsol U.K., Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	7	
Repsol USA Holdings Corporation	Repsol Exploración S.A.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3.026	3.116	
Repsol Venezuela, S.A.	Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	147	714	
Saneco	AR Oil & Gaz, B.V.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	49,00	36	—	
SC Repsol Baicoi, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	8	54	
SC Repsol Pitesti, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	8	
SC Repsol Targoviste, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	4	48	
SC Repsol Targu Jiu, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	1	5	
Talisman (Algeria) B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	89	—	
Talisman (Asia) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(143)	8	
Talisman (Block K 39) B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Talisman (Block K 9) B.V.	Talisman Global Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Repsol Colombia Oil & Gas Ltd. ⁽²⁵⁾	Repsol Exploración S.A.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	505	790	
Talisman (Corridor) Ltd. ⁽¹³⁾	Fortuna International (Barbados), Inc	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	969	42	
Talisman (Jambi Merang) Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	47	72	
Talisman (Sageri) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(85)	—	
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	1	32	
Talisman (Vietnam 15-2/01) Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	169	321	
Talisman Andaman B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	81	—	
Talisman Colombia Holdco Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.186	1.899	
Talisman Banyumas B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	—	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2019				
					%		Millones de Euros		
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Talisman East Jabung B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(2)	—	
Repsol Perpetual Norge AS ⁽²⁶⁾	Talisman Perpetual (Norway) Ltd.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	1	
Repsol Corridor B.V. ⁽²⁷⁾	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Talisman Resources (Bahamas) Ltd ⁽⁸⁾	Paladin Resources Ltd.	Bahamas	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	7	—	
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	34	—	
Talisman Sakakemang B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	94	—	
Talisman South Sageri B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Talisman Transgasindo Ltd. ⁽¹³⁾	Fortuna International (Barbados), Inc.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(26)	26	
Talisman UK (South East Sumatra) Ltd.	Paladin Resources, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	51	—	
Talisman Vietnam Ltd.	Fortuna International Petroleum Corporation	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	18	—	
Talisman Vietnam 07/03 B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	216	—	
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	178	46	
Talisman Vietnam 135-136 B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	146	—	
Talisman Vietnam 146-147 B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	—	—	
TNO (Tafnefteotdacha)	AR Oil & Gaz, B.V.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	99,57	48,79	209	—	
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	—	15	
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	927	157	
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	(7)	—	
7308051 Canada Ltd	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	107	292	
8441251 Canada Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13	15	
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	1	—	
DOWNSTREAM									
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. ⁽⁵⁾	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. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	5	—	
Alectoris Energía Sostenible 3, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	5	—	
Ampere Power Energy, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Fabricación y venta de acumuladores de energía	P.E.	7,89	7,89	5	1	
Arco Energía 1, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto solar	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Arco Energía 2, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto solar	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Arco Energía 3, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto solar	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Arco Energía 4, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto solar	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Arco Energía 5, S.L.U. ⁽⁵⁾	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	—	—	
Asfaltos Españoles, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Asfaltos	I.P. ⁽⁴⁾	50,00	49,99	35	9	
Autoservicio Sargento, S.A. de C.V. ⁽⁵⁾	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Instalación y explotación de estaciones de servicio	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	1	—	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2019				
					%		Millones de Euros		
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Bardahl de México, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	40,00	40,00	64	—	
Begas Motor, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Vehículos, equipos y componentes eléctricos	P.E.	27,93	27,93	2	1	
Belmont Technology Inc. ⁽⁵⁾	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Software en geociencia e ingeniería de reservorios.	P.E.	9,87	9,87	1	5	
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	—	—	
Bios Avanzados Tratados del Mediterráneo, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Petróleo, S.A.	España	Fabricación y comercialización de derivados del petróleo	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Caiageste - Gestao de Areas de Serviço, Lda.	GESPOST	Portugal	Explotación y gestión de estaciones de servicio	P.E.	50,00	50,00	—	—	
Campsa 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	188	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	—	—	
Cogeneración Gequisa, S.A. ⁽¹⁴⁾	General Química	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	19,50	6	2	
Combustibles Sureños S.A. de C.V. ⁽⁵⁾	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	1	—	
Compañía Anónima de Revisiones y Servicios, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	95,00	91,85	3	1	
Compañía Auxiliar Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Prestación de servicios marítimos	I.G.	100,00	99,19	4	—	
Desarrollo Eólico Las Majas VII, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽²⁴⁾	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	—	—	
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	2	—	
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	5	5	
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	138	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	120	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	258	219	
Dynasol Gestión, S.L.	Repsol Química, S.A.	España	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.	50,00	50,00	256	42	
Dynasol, LLC. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Gestión, S.L.	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.(N.C.)	100,00	50,00	21	9	
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)	—	
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	5	1	
Estación de Servicio Bahía Asunción, S.A. de C.V. ⁽⁵⁾	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	
Estaciones de Servicio El Robledo, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	96,68	—	—	
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. ⁽⁵⁾	Repsol Energy Ventures, S.A.	Reino Unido	Tecnología Blockchain para energía, retail y automoción.	P.E.	8,34	8,34	1	—	
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XI, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽²⁴⁾	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XII, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽²⁴⁾	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa V, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽²⁴⁾	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa VI, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽²⁴⁾	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Gas Natural West África S.L.	Repsol LNG Holding, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	P.E.(N.C.)	100,00	72,06	1	—	
Generación Eólica El Vedado, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽²⁴⁾	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2019			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾
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	76	6
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	6	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	54	39
Grupo Repsol del Perú, S.A.C.	Repsol Perú B.V.	Perú	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	2	—
Gutsa Servicios, S.A. de C.V. ⁽⁵⁾	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Explotación y gestión de estaciones de servicio	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	—	—
Iberian Lube Base Oil Company, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Desarrollo y producción de bases lubricantes	(4)	30,00	29,99	232	180
Iberen Renovables, S.A. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽²⁴⁾	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	4	4
Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	Repsol Electricidad y Gas, S.A. ⁽²³⁾	España	Explotación de puntos de recarga de vehículos eléctricos	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	3	13
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	—	—
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
Klikin Deals Spain, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Gestión de clientes y de marketing de productos petrolíferos.	P.E.	70,00	67,67	2	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	25	95
Nanogap Sub n-m Powder S.A. ⁽⁵⁾	Repsol Energy Ventures S.A.	España	Desarrollo de nanopartículas y nanofibras para materiales, energía y biomedicina.	P.E.	12,62	12,62	5	3
OGCI Climate Investments, Llp.	Repsol Energy Ventures S.A.	Reino Unido	Desarrollo de tecnología	P.E.	9,09	9,09	103	148
Palmira Market, S.A. de C.V. ⁽⁵⁾	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Supermercados y tiendas	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	1	—
Petróleos del Norte, S.A.	Repsol S.A.	España	Construcción y explotación de una refinería de petróleo.	I.G.	85,98	85,98	1.360	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
Principle Power (Europe), Ltd. ⁽¹⁴⁾	Principle Power, Inc.	Reino Unido	Producción de electricidad	P.E.(N.C.)	100,00	20,57	17	—
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda. ⁽¹⁴⁾	Principle Power, Inc.	Portugal	Producción de electricidad	P.E.(N.C.)	100,00	20,57	17	—
Principle Power, Inc.	Repsol Energy Ventures S.A.	Estados Unidos	Holding de grupo de empresas	P.E.	20,57	20,57	15	37
PT Pacific Lubritama Indonesia ⁽⁵⁾	United Oil Comany Pte. Ltd	Indonesia	Producción y distribución de lubricantes	P.E.	95,00	38,00	—	—
Recreus Industries S.L.	Repsol Energy Ventures S.A.	España	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	16,67	16,67	1	—
Refinería La Pampilla, S.A.	Repsol Perú B.V.	Perú	Refino y comercialización de hidrocarburos.	I.G.	82,39	82,39	607	661
Régisiti Comercializadora Regulada, S.L.U. ⁽²⁰⁾	Repsol Electricidad y Gas, S.A. ⁽²³⁾⁽²⁸⁾	España	Comercialización de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	3	1
Renovacyl, S.A. ⁽⁵⁾	Iberen Renovables, S.A.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	1
Repsol Butano, S.A.	Repsol S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	293	59
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 Chile, S.A.	Repsol S.A.	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	2	2
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	99,79	96,68	1.159	335
Repsol Comercial, S.A.C.	Refinería La Pampilla S.A.	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	100,00	92,42	86	75
Repsol Comercializadora de Electricidad y Gas, S.L.U. ⁽²¹⁾	Repsol Electricidad y Gas, S.A. ⁽²³⁾⁽²⁸⁾	España	Comercialización de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	96	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	4	—
Repsol Downstream México, S.A. de C.V	Repsol Downstream Internacional, S.A. ⁽²⁵⁾	México	Producción y distribución de lubricantes	I.G.	100,00	99,97	26	64

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2019				
					%		Millones de Euros		
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Relkia Distribuidora de Electricidad, S.L. ⁽²²⁾	Repsol Petróleo, S.A.	España	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	99,97	10	—	
Repsol Energy Perú, S.A.C. ⁽¹²⁾	Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Venta de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos y productos conexos (11)	I.G.	100,00	92,42	2	1	
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	33	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. ⁽¹⁹⁾	Repsol Electricidad y Gas, S.A. ⁽²³⁾	España	Generación de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	853	523	
Repsol Italia, SpA	Repsol S.A.	Italia	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	(8)	2	
Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Fabricación y comercialización de derivados del petróleo	I.G.	100,00	99,97	126	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	—	3	
Repsol Mar de Cortés, S.A. de C.V. ⁽⁵⁾	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	16	1	
Repsol Mar de Cortés Estaciones de Servicio, S.A. de C.V. ⁽⁵⁾	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	1	—	
Repsol Marketing, S.A.C.	Repsol Perú B.V.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	20	3	
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	1.242	1	
Repsol Perú, B.V.	Repsol S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	391	345	
Repsol Petróleo, S.A.	Repsol S.A.	España	Importación de productos y explotación de refinerías	I.G.	99,97	99,97	2.750	218	
Repsol Polímeros, Unipessoal, LDA	Repsol Química, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	265	62	
Repsol Portuguesa, Lda	Repsol S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	204	118	
Repsol Química, S.A.	Repsol S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	1.139	60	
Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Electricidad y Gas, S.A. ⁽²³⁾	España	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	84	—	
Repsol St. John LNG, S.L.	Repsol LNG Holding, S.A.	España	Realización de estudios del sector	I.G.	100,00	100,00	1	—	
Repsol Trading Perú, S.A.C.	Repsol Trading, S.A.	Perú	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	6	9	
Repsol Trading Singapore Pte., Ltd.	Repsol Trading, S.A.	Singapur	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	(31)	—	
Repsol Trading USA Corporation	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	(147)	—	
Repsol Trading, S.A.	Repsol S.A.	España	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00	823	—	
Rocsole OY	Repsol Energy Ventures S.A.	Finlandia	Desarrollo de tecnología	P.E.	12,50	12,50	1	5	
Saint John LNG Development Company, Ltd.	Repsol St. John LNG, S.L.	Canadá	Proyecto de inversión planta de licuefacción en Canadá ⁽¹¹⁾	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	—	
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	24	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	(2)	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	55	25	
Sorbwater Technology, A.S.	Repsol Energy Ventures S.A.	Noruega	Gestión y tecnología de tratamiento de agua en e&p.	P.E.	30,78	30,78	—	9	
Terminales Canarias, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	P.E.(N.C.)	50,00	48,34	25	20	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2019			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾
Tramperase, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽²⁴⁾	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	I.G.	100,00	100,00	—	—
United Oil Company Pte. Ltd ⁽⁵⁾	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Singapur	Producción y distribución de lubricantes	P.E.	40,00	40,00	—	—
Valdesolar Hive, S.L.	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽²⁴⁾	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	I.G.	100,00	100,00	5	—
WIB Advance Mobility, S.L. ⁽⁵⁾	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. ⁽²⁴⁾	Portugal	Desarrollo de tecnología para generación eólica	P.E.	20,60	19,70	(1)	1
CORPORACIÓN								
Albatros, S.à.r.L.	Repsol S.A.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	223	—
AR Oil & Gaz, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	49,00	49,00	503	—
Edwards Gas Services LLC	Repsol Oil & Gas USA LLC.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	28	46
Fortuna International (Barbados) Inc. ⁽¹³⁾	Talisman International (Luxembourg), S.a.r.l.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	40	68
Fortuna International Petroleum Corporation	Repsol Exploración S.A.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	514	403
Gaviota RE, S.A. ⁽⁷⁾	Albatros, S.a.r.l.	Luxemburgo	Seguros y reaseguros.	I.G.	100,00	100,00	305	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	3	3
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Repsol OCP de Ecuador, S.A.	Islas Caimán	Sociedad de cartera	P.E.	29,66	29,66	188	89
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 S.A.	Bolivia	Prestación de servicios	I.G.	100,00	100,00	530	237
Repsol Downstream Internacional, S.A.	Repsol S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	325	—
Repsol Gestión de Divisa, S.L.	Repsol S.A.	España	Financiera	I.G.	100,00	100,00	4.311	—
Repsol International Finance, B.V.	Repsol S.A.	Países Bajos	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	714	317
Repsol Oil & Gas RTS Sdn.Bhd.	Repsol Exploración, S.A	Malasia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	2	19
Repsol Oil & Gas SEA Pte. Ltd.	Repsol Exploración, S.A	Singapur	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	12	5
Repsol Services Company	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Prestación de servicios	I.G.	100,00	100,00	31	39
Repsol Sinopec Brasil, B.V. ⁽¹⁶⁾	Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	100,00	60,01	—	—
Repsol Technology and Ventures, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol S.A.	España	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	—	—
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	Repsol S.A.	España	Financiera	I.G.	100,00	100,00	237	—
Rift Oil Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Reino Unido	Sociedad de cartera ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	143	149
Talisman International (Luxembourg), S.a.r.l.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.266	68
Talisman International Holdings B.V.	Repsol Exploración, S.A	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	230	870
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.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Luxemburgo	Sociedad de cartera y financiera	I.G.	100,00	100,00	4.026	4.131

⁽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. 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 2019 (ver Anexo Ib).

⁽⁶⁾ Sociedad en proceso de liquidación.

⁽⁷⁾ Esta sociedad posee participación minoritaria en la sociedad Oil Insurance, Ltd (5,54%), domiciliadas en Bermudas.

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

⁽⁹⁾ Estas sociedades, constituidas legalmente en Islas Virgenes 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 a 2018.
- ⁽¹⁵⁾ El Patrimonio Neto se corresponde con el valor del subgrupo consolidado.
- ⁽¹⁶⁾ Valor Patrimonial incluido en su matriz.
- ⁽¹⁷⁾ Esta sociedad anteriormente se denominaba Repsol Exploración Boughezoul, S.A.
- ⁽¹⁸⁾ Esta sociedad anteriormente se denominaba Repsol Jambi Merang, S.L.
- ⁽¹⁹⁾ Esta sociedad anteriormente se denominaba Viesgo Generación S.L..
- ⁽²⁰⁾ Esta sociedad anteriormente se denominaba Viesgo Comercializadora de Referencia S.L.U.
- ⁽²¹⁾ Esta sociedad anteriormente se denominaba Viesgo Energía S.L.U.
- ⁽²²⁾ Esta sociedad anteriormente se denominaba Repsol Eléctrica de Distribución, S.L. (RED)
- ⁽²³⁾ Esta sociedad anteriormente se denominaba Repsol Nuevas Energías S.A. El cambio de matriz tuvo lugar en Septiembre de 2019.
- ⁽²⁴⁾ La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Electricidad y Gas, S.A. El cambio de matriz tuvo lugar en Noviembre de 2019.
- ⁽²⁵⁾ Esta sociedad anteriormente se denominaba Talisman (Colombia) Oil & Gas Ltd.
- ⁽²⁶⁾ Esta Sociedad anteriormente se denominaba Talisman Energy Investments Norge AS.
- ⁽²⁷⁾ Esta Sociedad anteriormente se denominaba Talisman Java B.V.
- ⁽²⁸⁾ La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Generación Eléctrica, S.L.U. El cambio de matriz tuvo lugar en Diciembre de 2019.

ANEXO IB: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

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	31.12.2019		
					Método de consolidación ⁽¹⁾	% de 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-19	P.E (N.C.)	20,00%	20,00%
Autoservicio Sargento, S.A. de C.V.	México	Repsol Downstream Internacional, S.A	Adquisición	enero-19	P.E (N.C.)	50,00%	50,00%
Combustibles Sureños, S.A. de C.V.	México	Repsol Downstream Internacional, S.A	Adquisición	enero-19	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-19	P.E (N.C.)	50,00%	50,00%
Gutsa Servicios, S.A. de C.V.	México	Repsol Downstream Internacional, S.A	Adquisición	enero-19	P.E (N.C.)	50,00%	50,00%
Palmira Market, S.A. de C.V.	México	Repsol Downstream Internacional, S.A	Adquisición	enero-19	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-19	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-19	P.E (N.C.)	50,00%	50,00%
Sorbwater Technology, A.S.	Noruega	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento part	enero-19	P.E	9,35%	20,64%
Ampere Power Energy, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Adquisición	febrero-19	P.E	7,89%	7,89%
Begas Motor, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Adquisición	febrero-19	P.E	36,19%	36,19%
Refinería La Pampilla, S.A.	Perú	Repsol Perú B.V.	Aumento part	marzo-19	I.G.	10,04%	92,42%
Alectoris Energía Sostenible 1, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	junio-19	I.G.	100,00%	100,00%
Alectoris Energía Sostenible 3, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	junio-19	I.G.	100,00%	100,00%
Arco Energía 1, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	junio-19	I.G.	100,00%	100,00%
Arco Energía 2, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	junio-19	I.G.	100,00%	100,00%
Arco Energía 3, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	junio-19	I.G.	100,00%	100,00%
Arco Energía 4, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	junio-19	I.G.	100,00%	100,00%
Arco Energía 5, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	junio-19	I.G.	100,00%	100,00%
Desarrollo Eólico Las Majas VII, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	junio-19	I.G.	100,00%	100,00%
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa V, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	junio-19	I.G.	100,00%	100,00%
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa VI, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	junio-19	I.G.	100,00%	100,00%
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XI, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	junio-19	I.G.	100,00%	100,00%
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XII, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	junio-19	I.G.	100,00%	100,00%
Generación Eólica El Vedado, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	junio-19	I.G.	100,00%	100,00%
Iberen Renovables, S.A.	España	Repsol Renovables, S.A. ⁽⁴⁾	Adquisición	junio-19	I.G.	100,00%	100,00%
Renovacyl, S.A.	España	Iberen Renovables, S.A.	Adquisición	junio-19	I.G.	100,00%	100,00%
Repsol Greece Ionian, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	junio-19	I.G.	100,00%	100,00%
Bios Avanzados Tratados del Mediterráneo, S.L.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Constitución	julio-19	I.G.	100,00%	100,00%
Finboot Ltd.	R. Unido	Repsol Energy Ventures, S.A.	Adquisición	julio-19	P.E.	8,34%	8,34%
Repsol Exploración Aru, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	julio-19	I.G.	100,00%	100,00%
Repsol Exploración West Papúa IV, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	julio-19	I.G.	100,00%	100,00%
Principle Power Inc.	EE.UU.	Repsol Energy Ventures, S.A	Aumento part	julio-19	P.E.	0,05%	23,03%
Belmont Technology Inc.	España	Repsol Energy Ventures, S.A	Constitución	agosto-19	P.E	11,18%	11,18%
Repsol Renovables, S.L.U.	España	Repsol Electricidad y Gas, S.A. ⁽³⁾	Constitución	septiembre-19	I.G.	100,00%	100,00%
Repsol Oil & Gas Gulf of Mexico, LLC	EE.UU.	Repsol E&P USA Holdings, Inc.	Adquisición	noviembre-19	I.G.	100,00%	100,00%
United Oil Company Pte. Ltd	Singapur	Repsol Downstream Internacional, S.A	Adquisición	noviembre-19	P.E.	40,00%	40,00%
PT Pacific Lubritama Indonesia	Indonesia	United Oil Company Pte. Ltd	Adquisición	noviembre-19	P.E.	95,00%	95,00%
Nanogap Sub n-m Powder S.A.	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Aumento part	diciembre-19	P.E.	3,84%	12,62%
Repsol Technology and Ventures, S.L.U	España	Repsol, S.A.	Constitución	diciembre-19	I.G.	100,00%	100,00%
Tramperase, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	diciembre-19	I.G.	100,00%	100,00%
Sorbwater Technology, A.S.	Noruega	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento part	diciembre-19	P.E	10,14%	30,78%
Edwards Gas Services LLC	EE.UU.	Repsol Oil & Gas USA LLC.	Aumento part	diciembre-19	I.G.	63,00%	100,00%

⁽¹⁾ Método de consolidación:

I.G.: Integración global.

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

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

⁽³⁾ 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:

								31.12.2019	
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	% de derechos de voto enajenados o dados de baja	% de derechos de voto totales en la entidad con posterioridad a la enajenación	Beneficio / (Pérdida) generado (Millones de euros)	
Repsol Energy Canadá, Ltd. ⁽²⁾	Canadá	Repsol Exploración, S.A.	Absorción	enero-19	I.G.	100,00%	0,00%		
TEGSI (UK), Ltd.	Reino Unido	TE Holding, S.a.r.l.	Liquidación	enero-19	I.G.	100,00%	0,00%		
Talisman South Mandar, B.V.	Países Bajos	Talisman International Holdings, B.V.	Liquidación	febrero-19	I.G.	100,00%	0,00%		
Talisman Sadang, B.V.	Países Bajos	Talisman International Holdings, B.V.	Liquidación	febrero-19	I.G.	100,00%	0,00%		
Gastream México, S.A. de C.V.	México	Repsol, S.A.	Liquidación	febrero-19	I.G.	100,00%	0,00%		
Repsol Exploración Cendrawasih II, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	abril-19	I.G.	100,00%	0,00%		
Begas Motor, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	abril-19	P.E.	8,26%	27,93%		
Repsol Exploración Liberia, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	junio-19	I.G.	100,00%	0,00%		
Repsol Exploración Liberia LB-10, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	junio-19	I.G.	100,00%	0,00%		
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Disminución part	agosto-19	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-19	I.G.	100,00%	0,00%		
Talisman (Block K 44), B.V.	Iraq	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	septiembre-19	I.G.	100,00%	0,00%		
Repsol Company of Portugal, Ltd. ⁽³⁾	Portugal	Repsol, S.A.	Absorción	septiembre-19	I.G.	100,00%	0,00%		
Ampere Power Energy, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	noviembre-19	P.E.	0,71%	7,18%		
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Disminución part	diciembre-19	P.E.(N.C.)	0,39%	70,78%		1
Belmont Technology Inc., S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	diciembre-19	P.E.	1,31%	9,87%		
Principle Power Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	diciembre-19	P.E.	2,46%	20,57%		
Saint John Gas Marketing Company	Estados Unidos	Repsol St. John LNG, S.L.	Liquidación	diciembre-19	I.G.	100,00%	0,00%		
Talisman (Pasangkayu) Ltd	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Liquidación	diciembre-19	I.G.	100,00%	0,00%		
Talisman (Vietnam 46/02) Ltd	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Liquidación	diciembre-19	I.G.	100,00%	0,00%		
Repsol E&P Canada ,Ltd.	Canadá	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	diciembre-19	I.G.	100,00%	0,00%		

⁽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.

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018

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	31.12.2018		
					Método de consolidación ⁽¹⁾	% de derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
WIB Advance Mobility, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Constitución	marzo-18	P.E.(N.C.)	50,00%	50,00%
Repsol Jambi Merang, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	abril-18	I.G.	100,00%	100,00%
Repsol Exploración Jamaica, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	julio-18	I.G.	100,00%	100,00%
Valdesolar Hive, S.L.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Adquisición	julio-18	I.G.	100,00%	100,00%
Repsol Bulgaria Khan Kubrat, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	septiembre-18	I.G.	100,00%	100,00%
Bardahl de México, S.A. de C.V.	México	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Adquisición	noviembre-18	P.E.(N.C.)	40,00%	40,00%
Endomexicana Renta y Servicios, S.A. de C.V.	México	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Adquisición	noviembre-18	P.E.(N.C.)	40,00%	40,00%
Viesgo Generación S.L.U.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Adquisición	noviembre-18	I.G.	100,00%	100,00%
Viesgo Comercializadora de Referencia S.L.U.	España	Viesgo Generación S.L.	Adquisición	noviembre-18	I.G.	100,00%	100,00%
Viesgo Energía, S.L.U.	España	Viesgo Generación S.L.	Adquisición	noviembre-18	I.G.	100,00%	100,00%
CI Repsol Aviación Colombia, S.A.S.	Colombia	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Constitución	noviembre-18	I.G.	100,00%	100,00%
Repsol Marketing France, S.A.S.U.	Francia	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Constitución	noviembre-18	I.G.	100,00%	100,00%
Puma Energy Perú, S.A.C.	Perú	Repsol Comercial, S.A.C.	Adquisición	noviembre-18	I.G.	100,00%	100,00%
Ezzing Renewable Energies S.L.	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Adquisición	diciembre-18	P.E	22,22%	22,22%
Nanogap Sub n-m Powder S.A.	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Adquisición	diciembre-18	P.E	8,78%	8,78%
Recreus Industries S.L.	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Adquisición	diciembre-18	P.E	16,67%	16,67%
ASB Geo	Rusia	Repsol Exploración, S.A.	Adquisición	diciembre-18	P.E.(N.C.)	50,01%	50,01%

⁽¹⁾ Método de consolidación:

I.G.: Integración global.

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

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

b) Disminución de participaciones en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas u otras operaciones de naturaleza similar:

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	31.12.2018		Beneficio / (Pérdida) generado (Millones de euros)
						% de derechos de voto enajenados o dados de baja	% de derechos de voto totales en la entidad con posterioridad a la enajenación	
Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Repsol Energy Resources Canada Inc.	Amalgamation ⁽²⁾	enero-18	I.G.	100,00%	0,00%	
Rocsole OY	Finlandia	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	febrero-18	P.E.	0,66%	12,50%	
Asfalnor, S.A.	España	Petróleos del Norte, S.A.	Liquidación	marzo-18	I.G.	100,00%	0,00%	
OGCI Climate Investments, Llp.	Reino Unido	Repsol Energy Ventures S.A.	Disminución part	abril-18	P.E.	1,79%	12,50%	
Repsol Venezuela Gas, S.A.	Venezuela	Repsol Venezuela, S.A.	Absorción	mayo-18	I.G.	100,00%	0,00%	
Gas Natural SDG, S.A.	España	Repsol, S.A.	Venta	mayo-18	P.E.	20,07%	0,00%	344
AESA - Construcciones y Servicios, S.A. - Bolivia	Bolivia	Repsol Bolivia, S.A.	Absorción	mayo-18	I.G.	100,00%	0,00%	
Repsol GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol Bolivia, S.A.	Absorción	mayo-18	I.G.	100,00%	0,00%	
Talisman Sierra Leone, B.V.	Países Bajos	Talisman International Holdings, B.V.	Liquidación	mayo-18	I.G.	100,00%	0,00%	
Talisman Vietnam 05-2/10, B.V.	Países Bajos	TV 05-2/10 Holding, B.V.	Liquidación	mayo-18	I.G.	100,00%	0,00%	
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Disminución part	junio-18	P.E.(N.C.)	1,28%	72,33%	⁽³⁾
Repsol Netherlands Finance, B.V.	Países Bajos	Repsol International Finance, B.V.	Liquidación	junio-18	I.G.	100,00%	0,00%	
Talisman Finance (UK) Limited	Reino Unido	TEGSI (UK) Ltd.	Liquidación	septiembre-18	I.G.	100,00%	0,00%	
TE Finance S.a.r.l	Luxemburgo	TE Holding S.a.r.l.	Absorción	noviembre-18	I.G.	100,00%	0,00%	
Repsol Canadá Inversiones, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Absorción	noviembre-18	I.G.	100,00%	0,00%	
Talisman Energy Tangguh, B.V.	Países Bajos	Talisman International Holdings, B.V.	Absorción	noviembre-18	I.G.	100,00%	0,00%	
OGCI Climate Investments, Llp.	Reino Unido	Repsol Energy Ventures S.A.	Disminución part	noviembre-18	P.E.	3,41%	9,09%	
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	diciembre-18	P.E.	1,24%	22,98%	
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	diciembre-18	I.G.	100,00%	0,00%	
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Disminución part	diciembre-18	P.E.(N.C.)	0,82%	71,51%	
Sociedade Açoreana de Armazenagem, S.A. ⁽³⁾	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.	Venta	diciembre-18	P.E.	25,07%	0,00%	
Spelta Produtos Petrolíferos Sociedade Unipessoal, Ltda. ⁽³⁾	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.	Venta	diciembre-18	I.G.	100,00%	0,00%	
Servicios y Operaciones de Perú S.A.C	Perú	Repsol Perú B.V.	Liquidación	diciembre-18	I.G.	100,00%	0,00%	

⁽¹⁾ Método de consolidación:

I.G.: Integración global.

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

⁽²⁾ Con efectos 1 de enero 2018, Repsol Oil & Gas Canada Inc. (ROGCI) y Repsol Energy Resources Canada Inc. fueron objeto de una operación denominada bajo legislación canadiense "vertical amalgamation" y, como resultado, ambas sociedades se han refundido en una única sociedad que ha adoptado la denominación social de Repsol Oil & Gas Canada Inc.

⁽³⁾ Sociedades vendidas al grupo Rubis. El resultado de la venta fue de 21 millones de euros.

ANEXO IC: OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2019

A continuación, se presentan las principales Operaciones Conjuntas (ver Nota 3) del Grupo Repsol (incluyendo aquellas en las que se participa a través de un negocio conjunto)⁶¹:

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Argelia			
El Merk (EMK) Field Unit Agt	9,10%	Groupement Berkin	Desarrollo/Producción
Greater MLN	35,00%	Pertamina	Desarrollo/Producción
Menzel Ledjmet Sud-Est /405a	35,00%	Pertamina	Desarrollo/Producción
Ourhoud Field / 404,405,406a	2,00%	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 (Sara Boomerang III)	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Boqueron	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Camiri	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Carohuaicho 8B	24,17%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Carohuaicho 8C	24,17%	YPFB Chaco	Exploración
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
Huacaya	37,50%	Repsol	Desarrollo/Producción
Iñiguazu	37,50%	Repsol	Exploración
La Peña-Tundy	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Los Penocos (Sara Boomerang III)	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Los Sauces (Grigotá)	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
Sara Boomerang III	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración
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 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
S-M-764	40,00%	Chevron	Exploración
Bulgaria			

⁶¹ 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
1_21 Han Asparuh	30,00%	Total	Exploración
1-14 Khan Kubrat	20,00%	Shell	Exploración
Canadá ⁽²⁾			
Chauvin Alberta	63,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Chauvin Saskatchewan	92,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Edson	79,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Groundbirch Saturn No Montney Rights	35,00%	Otros	Desarrollo/Producción
Misc. Alberta	54,00%	Repsol	Exploración
Misc. British Columbia	88,00%	Repsol	Exploración
Misc. Saskatchewan	74,00%	Repsol	Exploración
Northwest Territories	4,00%	Otros	Exploración
Nunavut	2,00%	Otros	Exploración
Wild River Region	56,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Yukon	2,00%	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%	Repsol	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
Piedemonte	22,05%	Equion	Desarrollo/Producción
RC-12	50,00%	Repsol	Exploración
Cosecha	17,50%	Oxycol	Desarrollo/Producción
Rondón	6,25%	Oxycol	Desarrollo/Producción
Tayrona	20,00%	Petrobras	Exploración
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
Estados Unidos ⁽²⁾			
<u>Alaska</u>			
North Slope Horseshoe project (49 bloques)	49,00%	Oil Search	Exploración
North Slope Grizzly project (36 bloques)	49,00%	Oil Search	Exploración
North Slope Pikka	25,00%	Oil Search	Exploración
North Slope Exploration 25%	25,00%	Oil Search	Exploración
North Slope Exploration 37,24% (136 bloques)	37,24%	Oil Search	Exploración
North Slope Exploration 49% (79 bloques)	49,00%	Oil Search	Exploración
North Slope Development	49,00%	Oil Search	Desarrollo/Producción
<u>Golfo de México</u>			
Alaminos Canyon Blacktip project (4 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

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Green Canyon Dragon	40,00%	Murphy	Exploración
Keathley Canyon Leon (4 bloques)	50,00%	Llog	Exploración
Keathley Canyon Buckskin (6 bloques)	22,50%	Llog	Desarrollo/Producción
Keathley Canyon Moccasin	30,00%	Llog	Exploración
Walker Ridge Monument project (6 bloques)	20,00%	Equinor	Exploración
Walker Ridge Mollerusa (4 bloques)	60,00%	Repsol	Exploración
Marcellus			
Marcellus New York (*) Exploración Unconventional	99,81%	Repsol	Exploración
Marcellus New York	86,66%	Repsol	Desarrollo/Producción
Marcellus Pennsylvania	83,33%	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	67,00%	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 F	61,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 019 G	61,00%	Repsol	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 092 Mikkel	7,65%	Equinor	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
PL 1024	70,00%	Repsol	Exploración
PL 120	11,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 120 CS	11,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 121 Mikkell	7,65%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 185	33,84%	Wintershall DEA	Desarrollo/Producción
PL 187	15,00%	Equinor	Exploración
PL 316	55,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 316B	55,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 528	6,00%	Centrica R. Noruega	Exploración
PL 528B	6,00%	Centrica R. Noruega	Exploración
PL 847	20,00%	Wintershall DEA	Exploración
PL 847B	20,00%	Wintershall DEA	Exploración
PL 909	70,00%	Repsol	Exploración
PL 910	61,11%	Repsol	Exploración
PL 913	50,00%	OMV	Exploración
PL 913 B	50,00%	OMV	Exploración
PL 972	40,00%	Repsol	Exploración
PL 976	30,00%	Lundin	Exploración
Papúa Nueva Guinea			
PDL 10	40,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PPL 261	50,00%	Repsol	Exploración
PRL 8	22,29%	Oil Search	Exploración
PRL 21	35,10%	Horizon Oil	Exploración
PRL 28	37,50%	Eaglewood	Exploración
PRL 40	60,00%	Repsol	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)_Developm.	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P219 (16/13a)	16,07%	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 -Claymore)_Dev&Explo	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

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
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)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P297 (13/28a)_Devel.	35,28%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P307 (13/29a)_Devel.	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
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 UVOA 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-Rest of Block)_dev&explo	35,28%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P973 (13/28c)	35,28%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P255 (30/14 Cawdor Sub Area)_Develop.	4,94%	Total	Desarrollo/Producción
P255 (30/14 Flyndre Area)	3,83%	Total	Desarrollo/Producción
P255 (30/19a Affleck)	16,98%	Total	Desarrollo/Producción
P073 (30/18_W)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P079 (30/13a)	31,88%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P101 (13/24a)	34,53%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P185 (30/11b)	30,60%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P185 (30/12b)	30,60%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P250 (14/19a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P297 (13/28a)	33,02%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P307 (13/29a)	36,55%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
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
Karabashskiy 1	70,78%	Eurotek Yugra	Exploración
Karabashskiy 2	70,78%	Eurotek Yugra	Exploración
Karabashskiy 3	70,78%	Eurotek Yugra	Exploración
Karabashskiy 9	70,78%	Eurotek Yugra	Exploración
Kileyskiy	70,78%	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

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
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	70,78%	Eurotek Yugra	Exploración
West-Avgustovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
West-Kochevnskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Elginskoe (Development)	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
Trinidad y Tobago			
5B Manakin	30,00%	BpTT	Desarrollo/Producción
East Block	30,00%	BpTT	Desarrollo/Producción
S.E.C.C. (IBIS)	10,80%	EOG	Desarrollo/Producción
West Block	30,00%	BpTT	Desarrollo/Producción
Venezuela			
Barua Motatan	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%	Total	Desarrollo/Producción
Yucal Placer Sur	15,00%	Total	Desarrollo/Producción
Vietnam			
Bloque 07/03 Cobia Area	51,75%	Repsol	Exploración
Bloque 07/03 CRD Area ⁽³⁾	51,75%	Repsol	Desarrollo/Producción
Bloque 133 & 134	49,00%	Repsol	Exploración
Bloque 135 & 136 ⁽³⁾	40,00%	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)	0,67%	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 está suspendida (ver Nota 21.3).

ANEXO II: INFORMACIÓN POR SEGMENTOS Y CONCILIACIÓN CON ESTADOS FINANCIEROS NIIF-UE⁶²

Magnitudes de la Cuenta de Resultados

La conciliación entre el resultado neto ajustado y el resultado neto NIIF-UE a 31 de diciembre de 2019 y 2018, es la siguiente:

Resultados	Millones de euros											
	AJUSTES										Resultados NIIF-UE	
	Resultado neto ajustado		Reclas. de Negocios Conjuntos		Resultados Específicos		Efecto Patrimonial		Total ajustes		2019	2018
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Resultado de explotación	3.661	4.396	(529)	(1.204)	(6.343)	(633)	(40)	(106)	(6.912)	(1.943)	(3.251)	2.453
Resultado financiero	(390)	(462)	111	130	(22)	159	—	—	89	289	(301)	(173)
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	22	15	324	965	5	72	—	1	329	1.038	351	1.053
Resultado antes de impuestos	3.293	3.949	(94)	(109)	(6.360)	(402)	(40)	(105)	(6.494)	(616)	(3.201)	3.333
Impuesto sobre beneficios	(1.227)	(1.569)	94	109	536	46	9	28	639	183	(588)	(1.386)
Rdo de op. continuadas	2.066	2.380	—	—	(5.824)	(356)	(31)	(77)	(5.855)	(433)	(3.789)	1.947
Rdo atribuido a minoritarios por op. continuadas	(24)	(28)	—	—	1	1	(4)	9	(3)	10	(27)	(18)
Rdo neto de op. continuadas	2.042	2.352	—	—	(5.823)	(355)	(35)	(68)	(5.858)	(423)	(3.816)	1.929
Rdo de op. interrumpidas	—	—	—	—	—	412	—	—	—	412	—	412
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	2.042	2.352	—	—	(5.823)	57	(35)	(68)	(5.858)	(11)	(3.816)	2.341

Segmentos	Millones de euros											
	Importe neto cifra de negocios ⁽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	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Upstream	6.904	7.699	1.969	2.514	(2.157)	(2.068)	(5.998)	(1.424)	29	22	(212)	(1.113)
Downstream	46.810	47.029	1.928	2.143	(1.047)	(790)	205	(55)	(2)	(6)	(639)	(425)
Corporación	(1.681)	(2.021)	(236)	(261)	(85)	(78)	(2)	—	(5)	(1)	169	43
Magnitudes Ajustadas⁽¹⁾	52.033	52.707	3.661	4.396	(3.289)	(2.936)	(5.795)	(1.479)	22	15	(682)	(1.495)
Ajustes:												
Upstream	(2.220)	(2.517)	(6.885)	(1.651)	836	784	473	413	304	1.004	89	96
Downstream	(485)	(317)	17	(204)	19	12	—	—	26	35	5	13
Corporación	—	—	(44)	(88)	—	—	—	—	(1)	(1)	—	—
MAGNITUDES NIIF-UE	49.328	49.873	(3.251)	2.453	(2.434)	(2.140)	(5.322)	(1.066)	351	1.053	(588)	(1.386)

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

⁽²⁾ Incluye el importe neto de la cifra de negocios corresponde a la suma de los epígrafes de “Ventas” e “Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos”. Su apertura por su procedencia (de clientes u operaciones intersegmento) es la siguiente:

Segmentos	Millones de euros					
	Clientes		Intersegmento		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Upstream	5.270	5.699	1.634	2.000	6.904	7.699
Downstream	46.763	47.007	47	22	46.810	47.029
Corporación	1	1	—	—	1	1
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos	(1)	—	(1.681)	(2.022)	(1.682)	(2.022)
TOTAL	52.033	52.707	—	—	52.033	52.707

⁽³⁾ Incluye la amortización de sondeos fallidos. Para más información véase Nota 20.

⁶² 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	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Upstream	21.115	25.514	2.429	1.973	17.205	21.515	217	387
Downstream	12.814	11.118	1.376	1.831	14.078	11.338	42	21
Corporación	740	733	56	70	2.009	1.500	—	18
MAGNITUDES AJUSTADAS ⁽¹⁾	34.669	37.365	3.861	3.874	33.292	34.353	259	426
Ajustes								
Upstream	(6.593)	(6.422)	(499)	(365)	2.539	2.659	6.563	6.425
Downstream	(270)	(205)	(28)	(41)	44	64	414	341
Corporación	—	—	—	—	—	—	1	2
MAGNITUDES NIIF-UE	27.806	30.738	3.334	3.468	35.875	37.076	7.237	7.194

⁽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 2019 y 2018 es la siguiente:

	A 31 Diciembre					
	Flujo de caja ajustado		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación (flujo de caja de las operaciones)	5.837	5.428	(988)	(849)	4.849	4.579
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión	(3.777)	(372)	(630)	(987)	(4.407)	(1.359)
Flujo de caja libre (I+II)	2.060	5.056	(1.618)	(1.836)	442	3.220

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

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 estuviese amenazado el suministro energético en España.

Como novedad, este control se extiende, además de a los sectores eléctrico y gasista, ya sujetos con anterioridad, 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 *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.

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.

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, 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.

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.

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.

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.

Auditorías energéticas

En febrero de 2016 entró en vigor el Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que, se transpone el Artículo 8 de 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 biocombustibles 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 actualmente, se encuentra en preparación en el MITECO el “Paquete de Energía y Clima” que incluye el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) así como la futura Ley de Cambio Climático y Transición Energética y una Estrategia para una transición justa. Esta Ley y el PNIEC constituyen un compromiso del Gobierno para cumplir con los objetivos recogidos en el Acuerdo de París y por la Unión Europea, que España ya ha asumido.

El Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre tiene como objetivo 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.

Por último, el MITECO ha fijado orientaciones de política energética para la CNMC mediante la promulgación de la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la cual se establecen las orientaciones de política energética que la CNMC deberá observar en las circulares que conforman su plan normativo para 2019 y que se corresponden con el sector del gas natural y con el sector eléctrico.

La citada orden diferencia las orientaciones que deben aplicarse a cada una de las circulares de la CNMC si bien, en líneas generales, el fin de todas ellas es asegurar la coherencia entre la actuación normativa de la autoridad reguladora y las prioridades de la política energética del Gobierno. Así, entre otras, pueden citarse las orientaciones dirigidas a la gestión óptima de los recursos nacionales, al ahorro y a la eficiencia de la energía eléctrica, a la penetración de las energías renovables o a la prudencia financiera.

Para más información en relación a los riesgos derivados del cambio climático véase el apartado 6.1 del Informe de Gestión consolidado 2019.

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

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 es aquel 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.

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. 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 Canada) 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; sin embargo, el gobierno federal de Canadá ha manifestado la intención de revisar la TIER para determinar si cumple los estándares federales.

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 CAD 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

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 medio ambiente (*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.

Indonesia

Conforme a la Constitución de Indonesia de 1945, todos los recursos naturales (incluidos petróleo y gas) que se encuentran en territorio indonesio son propiedad y están bajo el control del Estado. La regulación del petróleo y el gas natural en Indonesia se basa en la Ley Nº 22 de 2001 ("Ley Nº 22"), que establece los principios generales de la reglamentación del sector. Dichos principios se aplican mediante una serie de reglamentos de implementación promulgados conforme a la Ley Nº 22 y diversas normas y decretos ministeriales.

La Ley Nº 22 reestructuró y liberalizó el control estatal de la industria del petróleo y el gas. SKK Migas es el actual sucesor de Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara ("PERTAMINA") como parte supervisora en los contratos de producción compartida (*Production Sharing Contracts* o PSC).

El Ministerio de Energía y Recursos Minerales ("MEMR") es el responsable de aprobar el primer Plan de Desarrollo en contratos de producción compartida y de supervisar la propiedad y gestión estatal de los recursos de petróleo y gas. Con la ayuda de la Dirección General de Petróleo y Gas ("MIGAS"), el MEMR formula la política gubernamental, determina los

bloques que se abrirán a subasta, se encarga de aprobar la transmisión por contratistas de sus participaciones (en consulta con SKK Migas) y emite las licencias necesarias para las actividades de refino y marketing de petróleo y gas, como la producción de gas natural licuado que utiliza estructuras de refino y marketing.

El Ministerio de Finanzas es el responsable de emitir instrucciones relativas a la base de la cuota gubernamental derivada de la explotación de gas natural licuado y subordinada por la Dirección General de Impuestos y la Dirección General de Aduanas, determinar los impuestos, cargas y gravámenes de la actividad de desarrollo del gas natural licuado, decidir sobre los temas relacionados con las garantías gubernamentales y formular, establecer e implementar políticas sobre bienes de propiedad estatal.

Conforme a la Ley Nº 22, las empresas que deseen explorar y explotar reservas de petróleo y gas deben celebrar un Contrato de Colaboración con SKK MIGAS. La forma habitual del Contrato de Colaboración de actividades de exploración y producción en Indonesia es el PSC.

Conforme a un PSC, el gobierno de Indonesia conserva la propiedad del petróleo y el gas (antes de la entrega) y el contratista soporta todo el riesgo y los gastos de exploración, desarrollo y producción a cambio de una cuota porcentual acordada de la producción de petróleo y/o gas y la recuperación de determinados costes operativos de producción.

El 16 de enero de 2017, el gobierno de Indonesia introdujo un nuevo modelo de PSC (el "PSC *Gross Split*", o PSC con partición bruta) conforme al Reglamento Nº 8 del Ministerio de Energía y Recursos Minerales de 2017 sobre el Contrato de Producción Compartida *Gross Split* ("Reglamento 8/2017"). El 28 de diciembre de 2017, el gobierno de Indonesia promulgó el Reglamento del Gobierno Nº 53 de 2017 sobre el tratamiento fiscal del Contrato de Producción Compartida *Gross Split* ("RG 53/2017") que rige las condiciones fiscales aplicables a los PSC *Gross Split*.

El 17 de julio de 2018, tras el anuncio como ganador de la ronda de licitación de 2018 de South East Jambi, Repsol Exploración South East Jambi BV (anteriormente Talisman West Bengara BV) ha firmado el PSC de South East Jambi, que es el primer PSC de Repsol que adopta la forma de *Gross Split*.

Perú

La regulación de los hidrocarburos en Perú tiene en la Constitución Política los fundamentos principales de su marco jurídico. La Constitución establece que el Estado promueve la iniciativa privada, reconociendo el pluralismo económico, debiendo el Estado actuar en un rol subsidiario en cuanto a la actividad empresarial se refiere. Asimismo, establece que la actividad empresarial privada o pública recibe el mismo tratamiento legal y que la inversión nacional y la extranjera están sujetas a las mismas condiciones. Asimismo, la Constitución establece que los recursos naturales son patrimonio del Estado y que por Ley Orgánica se fijan las condiciones de su utilización y otorgamiento a particulares.

Las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de hidrocarburos, se someterán expresamente a las leyes de la República del Perú y renunciarán a toda reclamación diplomática.

Las principales entidades competentes en materia de hidrocarburos son: el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector; el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), encargado de la fiscalización y sanción a las personas naturales o jurídicas que desarrollan actividades relacionadas con los subsectores de electricidad e hidrocarburos, por el incumplimiento de las obligaciones legales y técnicas emitidas por el MINEM y PERUPETRO S.A. El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) del Ministerio del Ambiente es la institución técnica especializada para asegurar el cumplimiento de las normas, obligaciones e incentivos establecidos en la regulación ambiental.

Exploración y Producción

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula este recurso natural. Para otorgar seguridad jurídica a los inversores establece que, los contratos que se celebren a su amparo, tendrán carácter de Contratos-Ley; por consiguiente, solo podrán ser modificados por acuerdo escrito entre las

partes. Para lograr los objetivos antes mencionados, la LOH crea PERUPETRO S.A., empresa Estatal de Derecho Privado, organizada como Sociedad Anónima, a la cual el Estado, en su calidad de propietario de los hidrocarburos ubicados dentro de su territorio, otorga el derecho de propiedad sobre dichos hidrocarburos, con la finalidad de que PERUPETRO pueda negociar, celebrar y supervisar contratos de exploración y/o explotación con un licenciario (Contratista), mediante los Contratos de Licencia, de Servicios, y otras modalidades de contratación autorizadas por el MINEM.

Refino y comercialización de Hidrocarburos

La LOH establece que cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá instalar, operar y mantener refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural y condensados, asfalto natural, grasas, lubricantes y petroquímica, con sujeción a las normas que establezca el MINEM.

En Perú la comercialización de los productos derivados de los hidrocarburos se rige por la oferta y demanda.

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 y gasífera. 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 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 referido Decreto ha sido prorrogado consecutivamente en 23 oportunidades, siendo la última, el Decreto Presidencial N° 4.090, publicado el 5 de enero de 2020, en la Gaceta Oficial N° 6.501.

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 31 de diciembre

del 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.

Régimen monetario

El 20 de febrero de 2018, se anunció el lanzamiento de la criptomoneda "Petro", respaldada con reservas del campo 1 del Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías, con el objetivo de crear una moneda alternativa al dólar y una economía digital y transparente para el beneficio de los países emergentes. Dicha compra podrá realizarse en divisas convertibles: yuanes, liras turcas, euros y rublos. El 19 de marzo, el Presidente de los Estados Unidos de América firmó la orden ejecutiva por la que prohíbe a personas estadounidenses y residentes en Estados Unidos realizar transacciones con cualquier moneda digital emitida por el gobierno venezolano a partir del 9 de enero de 2018, lo cual aumenta el régimen de sanciones de dicho país sobre personas naturales y jurídicas de Venezuela.

El 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 Convenio derogó los Convenios Cambiarios que se encontraban vigentes hasta el momento de su publicación. Los aspectos más relevantes son: i) se desarrollan los principios generales del nuevo Sistema de Mercado Cambiario; ii) se restablece la libre convertibilidad de la moneda y el cese de las restricciones sobre las operaciones cambiarias; iii) se faculta al BCV para centralizar, administrar y regular la operatividad del nuevo Sistema del Mercado Cambiario; iv) a) todas las operaciones de compra y venta de moneda extranjera del sector público y privado se realizarán al tipo de cambio y venta de posiciones en moneda extranjera (subastas); (b) operaciones cambiarias al menudeo y; (c) operaciones de compra y venta de títulos valores en moneda nacional; v) se regula lo relativo al régimen cambiario aplicable al sector público petrolero.

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.