

Memoria

(Información no cubierta por el Informe de los Auditores Independientes)

Contenido

I. CONDICIONES MACROECONÓMICAS

II. CONSIDERACIONES GENERALES

III. INFORMACIÓN OPERATIVA Y FINANCIERA

IV. POLÍTICA DE DIVIDENDOS

V. POLÍTICA DE REMUNERACIONES AL DIRECTORIO Y PLANES DE BONIFICACIONES E INCENTIVOS

VI. GESTIÓN DE LA SOCIEDAD Y SISTEMA DE CONTROL INTERNO

VII. CUESTIONES AMBIENTALES

VIII. RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS

IX. PERSPECTIVAS

X. PROPUESTA DE ASIGNACIÓN DE RESULTADOS

Señores Accionistas:

De conformidad con las disposiciones legales y estatutarias vigentes, sometemos a vuestra consideración la Memoria y los estados financieros correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2023, que incluyen información comparativa correspondiente a los años 2022 y 2021 a los efectos de facilitar su entendimiento y comprensión general.

La información contenida en la presente Memoria incluye el análisis y las explicaciones de la Dirección sobre la situación financiera y los resultados consolidados de las operaciones de la Sociedad, y debe ser leída en forma conjunta con los estados financieros de YPF S.A. (en adelante, indistintamente "YPF" o "la Sociedad") y sus subsidiarias (en adelante, en su conjunto el "Grupo"), junto con sus notas (en adelante, los "estados financieros"). Dichos estados financieros y sus notas se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"). Véase Nota 2.b.1) a los estados financieros consolidados.

I. CONDICIONES MACROECONÓMICAS

Principales variables

Prácticamente la totalidad de nuestros ingresos se derivan de nuestras operaciones en Argentina y, por lo tanto, están sujetos a las condiciones macroeconómicas prevalientes en el país. En consecuencia, los cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Argentina han tenido y se espera que sigan teniendo un impacto significativo en nosotros.

En los últimos años la economía argentina ha experimentado una volatilidad significativa caracterizada por períodos de crecimiento bajo o negativo, inestabilidad macroeconómica, devaluaciones de la moneda y altos niveles de inflación.

Según el último Informe Mensual de Estimación de la Actividad Económica publicado por el INDEC en diciembre de 2023, la actividad económica en Argentina registró una variación negativa de 4,5% respecto de diciembre 2022, mientras que la variación acumulada de 2023 registró una disminución de 1,6% respecto de 2022.

En términos de inflación, Argentina ha enfrentado y sigue experimentando un aceleramiento de los índices de inflación, el cual se acentuó significativamente a partir del cuarto trimestre de 2023. Durante 2023, el Índice de Precios al Consumidor ("IPC") elaborado por el INDEC tuvo un incremento acumulado de 211,4%, mientras que el Índice de Precios Internos Mayoristas ("IPIM"), elaborado por el mismo organismo, presentó un incremento acumulado de 276,4%. Durante 2022, el incremento acumulado tanto del IPC como del IPIM fue de 94,8%. En términos de balanza comercial, según los últimos datos publicados por el INDEC en el informe Intercambio Comercial Argentino, el déficit en el saldo de la cuenta comercial de Argentina ascendió a US\$ 6.926 millones durante 2023, mientras que en 2022 se registró un superávit que ascendió a US\$ 6.923 millones, explicado por una disminución de las exportaciones de 24,5% compensado parcialmente por una disminución de las importaciones de 9,6%, en comparación con el mismo período de 2022.

En lo que respecta a las condiciones del mercado local en materia cambiaria, durante diciembre 2023 hubo una devaluación significativa de la moneda, y el tipo de cambio peso/dólar alcanzó un valor de 806,95 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2023, habiéndose incrementado un 355,7% desde su valor de 177,06 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2022. La cotización promedio de 2023 ascendió a 294,95 pesos por dólar y fue un 125,7% superior al promedio registrado durante el mismo período de 2022 de 130,71 pesos por dólar.

El 28 de enero de 2022 el Gobierno Nacional llegó a un acuerdo con el Fondo Monetario Internacional ("FMI"), aprobado mediante la Ley N° 27.668, para refinanciar US\$ 44.000 millones de deuda contraída entre 2018 y 2019 en virtud de un Acuerdo Stand -By, originalmente programado para ser cancelado en los años 2021, 2022 y 2023. El 25 de marzo de 2022, el FMI aprobó un acuerdo de 30 meses (Servicio de Facilidades Extendido o "EFF" por sus siglas en inglés) a favor de Argentina por un monto de US\$ 44.000 millones. Este acuerdo incluye 10 revisiones trimestrales durante dos años y medio para asegurar el cumplimiento de las metas establecidas para cada período de revisión que debe cumplir el Gobierno Nacional, habilitándose desembolsos luego de cada revisión. El plazo de reembolso de cada desembolso es de 10 años, con un plazo de gracia de cuatro años y medio, a partir de 2026 y hasta 2034. Con respecto al cumplimiento por parte del Gobierno Nacional de las metas establecidas en el acuerdo para cada período, en marzo de 2023, el FMI completó la cuarta revisión trimestral y en agosto de 2023 concluyó la quinta y sexta revisión (combinadas), habilitando desembolsos de US\$ 5.400 millones y US\$ 7.500 millones tras cada revisión, respectivamente. En enero de 2024 el FMI concluyó la séptima revisión trimestral, determinando que las metas clave previstas para fines de diciembre de 2023 no fueron alcanzadas debido a desvíos en la política económica, razón por la cual fue necesario aprobar dispensas por incumplimiento. No obstante, el FMI habilitó un desembolso de US\$ 4.700 millones. Adicionalmente, el FMI modificó las metas del acuerdo en función de los planes de estabilización de la nueva administración del Gobierno Nacional y aprobó prorrogar el acuerdo hasta el 31 de diciembre de 2024 y recalibrar los desembolsos previstos.

El 22 de octubre de 2023 se realizaron las elecciones presidenciales y legislativas, culminando el 19 de noviembre de 2023 con el ballottage presidencial, que determinó la elección de Javier Milei como presidente de Argentina. En lo relativo al contexto macroeconómico local, existen desafíos relevantes por resolver vinculados con los desbalances macroeconómicos de la economía argentina, entre ellos reducir la tasa de inflación, lograr el superávit comercial y fiscal, acumular reservas, refinanciar la deuda contraída con acreedores privados y mejorar la competitividad de la industria local.

En este sentido, las primeras medidas adoptadas por el nuevo gobierno están focalizadas en la desregulación de la economía argentina y en la reducción del gasto público y la emisión monetaria, que esperan implementar a través del Decreto N° 70/2023 (véase Nota 35.h) a los estados financieros consolidados) y del Proyecto de Ley denominado "Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos". Por intermedio de ellos, se declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, previsional, de defensa, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025, prorrogable por dos años más, delegan una serie de facultades legislativas en el Poder Ejecutivo mientras dure la emergencia pública e incluyen una serie de reformas legales, institucionales, tributarias y penales que afectan a diversos sectores de la economía. A la fecha de la presente Reseña Informativa, tanto el Decreto como el Proyecto de Ley, se encuentran en la etapa inicial de tratamiento por parte de la Cámara de Diputados y la Cámara de Senadores del Congreso Nacional. El impacto que estas medidas puedan tener sobre nuestra situación financiera y el resultado de nuestras operaciones continúa siendo incierto.

Mercado de hidrocarburos

Nuestra política de precios con respecto a la venta de combustibles contempla varios factores como los precios internacionales y locales del petróleo, los precios internacionales de productos refinados, los costos de procesamiento y distribución, los precios de los biocombustibles, las fluctuaciones en el tipo de cambio, la demanda y oferta local, la competencia, los inventarios, los derechos de exportación, los impuestos locales, márgenes domésticos para nuestros productos, entre otros. Nuestra expectativa es alinear, a través del tiempo, nuestros precios locales con los de los mercados internacionales, procurando, a su vez, mantener una relación razonable entre los precios locales de los crudos y los combustibles, sin considerar fluctuaciones de corto plazo, sin embargo no podemos asegurar que otros factores críticos que también se consideran en nuestra política de precios (incluyendo, pero no limitado a, abruptos cambios en el tipo de cambio, o en los precios internacionales o potenciales limitaciones legales o regulatorias, u otras limitaciones que afecten la capacidad de los mercados de enfrentar cambios abruptos de precios) no tendrán un impacto adverso en nuestra capacidad de mantener dicha relación, considerando que la volatilidad e incertidumbre en los precios internacionales del petróleo y sus derivados y las fluctuaciones en el valor del peso probablemente continuarán en el futuro próximo.

Durante 2023 las entregas de petróleo en el mercado local fueron negociadas entre empresas productoras y refinadoras o comercializadoras. El precio del barril de petróleo Brent promedió US\$ 82,2 en 2023 (una disminución de 16,9% respecto del promedio de 2022 que se vio impactado por la suba del precio internacional de este commodity debido al conflicto geopolítico entre Rusia y Ucrania suscitado en febrero de 2022). Los crudos locales promediaron precios más bajos respecto al precio internacional, toda vez que las partes (productores y refinadores) acordaron ir ajustando los precios locales de manera gradual respecto de la evolución de los comparables internacionales, parcialmente alineados a la evolución relativa de los precios de los combustibles. Para los crudos Medanita y Escalante, los precios promedio por barril fueron de US\$ 60,8 y US\$ 68,7, respectivamente, para 2023, en comparación con precios promedio por barril de US\$ 62,3 y US\$ 70,9, respectivamente, para 2022.

En mayo de 2023 se iniciaron exportaciones de petróleo a Chile, que se espera se incrementen durante 2024, impulsadas por la puesta en funcionamiento del Oleoducto Vaca Muerta Norte en noviembre de 2023.

En cuanto al gas natural, los programas de incentivos a la producción de gas natural en Argentina establecidos por el Gobierno Nacional mediante el otorgamiento de precios competitivos son clave para proporcionar previsibilidad y una competencia ordenada en un mercado por demás complejo dada la marcada estacionalidad en la demanda local de gas natural entre los períodos de verano e invierno. En línea con el objetivo de contribuir al crecimiento de la producción y abastecimiento local de gas natural, en julio de 2023, el Gobierno Nacional inauguró el primer tramo del Gasoducto presidente Néstor Kirchner con un alcance de 573 kilómetros que va desde la localidad de Tratayén en la Provincia de Neuquén hasta Salliqueló en la Provincia de Buenos Aires.

II. CONSIDERACIONES GENERALES

Presentación de los estados financieros consolidados del Grupo YPF

Los estados financieros consolidados del Grupo YPF se presentan de acuerdo con las NIIF emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB" por su sigla en inglés) y con las Normas de la Comisión Nacional de Valores ("CNV").

La estructura de segmentos de negocio de YPF, definida teniendo en cuenta los criterios establecidos por la NIIF 8 "Segmentos de Operación", es la siguiente:

1. Upstream

El segmento de Upstream desarrolla todas las actividades relativas a la exploración y explotación de yacimientos y a la producción de petróleo, gas natural y arena de fractura para la perforación de pozos.

Obtiene sus ingresos principalmente por: (i) la venta del petróleo producido al segmento de Downstream; y (ii) la venta del gas natural producido y la venta del gas natural retenido en planta al segmento de Gas y Energía.

Incurrir en todos los gastos relativos a las actividades antes mencionadas.

Con fecha 1 de enero de 2023 ciertos activos relacionados con la exploración, explotación y producción de arena de fractura para la perforación de pozos han sido agrupados en el segmento de Upstream, incluidos previamente en Administración Central y Otros.

2. Gas y Energía

El segmento de Gas y Energía desarrolla actividades relativas a: (i) el transporte de gas natural a terceros y al segmento de Downstream, y su comercialización; (ii) la operación comercial y técnica de las terminales de regasificación de GNL en Escobar y Bahía Blanca, a través de la contratación de buques regasificadores; (iii) el transporte, acondicionamiento y procesamiento del gas natural retenido en planta para la separación y fraccionamiento de gasolina, propano y butano; (iv) la distribución de gas natural a través de la subsidiaria Metrogas; y (v) el almacenamiento del gas natural producido. Asimismo, a través de sus inversiones en asociadas y negocios conjuntos desarrolla actividades relativas a: (i) la separación de líquidos de gas natural y su fraccionamiento, almacenaje y transporte para la producción de etano, propano, butano y gasolina; (ii) la generación de energía eléctrica térmica convencional y energía renovable; y (iii) la producción, almacenamiento, distribución y venta de fertilizantes.

Obtiene sus ingresos principalmente por la venta de gas natural como productores a terceros y al segmento de Downstream, la distribución de gas natural a través de la subsidiaria Metrogas, la venta de gasolina, propano y butano al segmento de Downstream, y la prestación de servicios de regasificación de GNL.

Incurrir en todos los gastos relativos a las actividades antes mencionadas, incluyendo la compra de gas natural y del gas natural retenido en planta al segmento de Upstream.

Con fecha 1 de enero de 2023 ciertos activos relacionados con la producción, almacenamiento, distribución y venta de fertilizantes a través del negocio conjunto Profertil han sido agrupados en el segmento de Gas y Energía, incluidos previamente en el segmento de Downstream.

3. Downstream

El segmento de Downstream desarrolla actividades relativas a: (i) la refinación de petróleo y producción de productos petroquímicos; (ii) la logística relativa al transporte de petróleo hacia las refinerías y al transporte y distribución de los productos refinados y productos petroquímicos para ser comercializados en los diferentes canales de ventas; (iii) la comercialización de petróleo, productos refinados y productos petroquímicos obtenidos de estos procesos; y (iv) la comercialización de especialidades para la agroindustria y de granos y sus subproductos.

Obtiene sus ingresos principalmente por la comercialización de petróleo, productos refinados, productos petroquímicos y especialidades para la agroindustria y granos y sus subproductos. Estas operaciones son desarrolladas a través de los negocios B2C (Retail), B2B (Industrias, Transporte, Aviación, Agro, Lubricantes y Especialidades), GLP, Química, Comercio Internacional y Transporte y Ventas a Compañías.

Incurrir en todos los gastos relativos a las actividades antes mencionadas, incluyendo la compra de petróleo al segmento de Upstream y a terceros y de gasolina, propano, butano y gas natural para ser consumido en los complejos industriales de refinerías y petroquímica al segmento de Gas y Energía.

4. Administración central y otros

Abarca las restantes actividades realizadas por el Grupo que no se encuadran en los segmentos de negocio antes mencionados, ni constituyen segmentos de negocio reportables, comprendiendo principalmente los gastos y activos de la administración central y las actividades de construcción.

Historial de la tenencia accionaria de YPF

En enero de 1999, Repsol YPF S.A. (actualmente Repsol S.A.) ("Repsol") adquirió 52.914.700 acciones Clase A (14,99% de nuestras acciones) que se convirtieron en acciones Clase D. Adicionalmente, el 30 de abril de 1999, Repsol anunció una oferta pública de adquisición para comprar todas las acciones Clase A, B, C y D en circulación ("OPA"). En virtud de la OPA, en junio de 1999, Repsol adquirió otro 82,47% del capital accionario en circulación. Repsol adquirió una participación adicional de otros accionistas minoritarios, como resultado de otras transacciones en 1999 y 2000.

Repsol fue el propietario del 99% del capital accionario desde el año 2000 hasta el año 2008, cuando Petersen Energía Inversora S.A.U. ("PEISA") y Petersen Energía S.A.U. ("PESA", y en conjunto con PEISA, "Petersen") adquirieron de Repsol una participación del 15,46% del capital social en la forma de american depository shares ("ADSs").

El 3 de mayo de 2011 Petersen ejerció una opción para adquirir, de Repsol, ADSs que representaban una participación de un 10% adicional del capital social en circulación, y el 4 de mayo de 2011, Repsol aceptó dicha opción. Consecuentemente, hasta la promulgación de la Ley N° 26.741 descripta a continuación, Repsol tenía una participación directa e indirecta del 57,43% del capital social, mientras que Petersen era tenedor del 25,46% del capital social en circulación de YPF en la forma de ADSs.

La Ley N° 26.741 ("Ley de Expropiación"), promulgada el 4 de mayo de 2012, declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos; a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones.

En este marco, la Ley de Expropiación declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF representado por igual porcentaje de acciones Clase D, pertenecientes directa o indirectamente a Repsol.

Con el objeto de garantizar la continuidad de las actividades de exploración, producción, industrialización y refinación de hidrocarburos a cargo de YPF, así como su transporte, comercialización y distribución y el incremento del flujo inversor, para el adecuado abastecimiento de los combustibles necesarios para el funcionamiento de la economía nacional, la Ley de Expropiación estableció también que el Poder Ejecutivo Nacional, a través de las personas u organismos que designe, ejercería todos los derechos que las acciones sujetas a expropiación conferían, en los términos de los artículos 57 y 59 de la Ley N° 21.499.

De acuerdo con la Ley de Expropiación, las acciones sujetas a expropiación serían distribuidas de la siguiente manera: 51% para el Estado Nacional y 49% para las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos ("OFEPHI").

Asimismo, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo Nacional, por sí o a través del organismo que designe, es quien ejerce los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos correspondientes a las mismas, a las provincias integrantes de la OFEPHI. Dicha cesión contemplará el ejercicio de los derechos accionarios correspondientes a provincias integrantes de la OFEPHI en forma unificada por el plazo mínimo de 50 años a través de un pacto de sindicación de acciones. A la fecha de la presente Memoria, aún no se ha producido la cesión de acciones del Estado Nacional a las provincias integrantes de la OFEPHI.

El 25 de febrero de 2014, el entonces Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de Argentina, informó que la República Argentina y Repsol llegaron a un acuerdo respecto de la compensación por la expropiación de 200.589.525 acciones Clase D de YPF de conformidad con la Ley de Expropiación ("Acuerdo entre Repsol y Argentina"). El 27 de febrero la República Argentina y Repsol celebraron el Acuerdo entre Repsol y Argentina.

Asimismo, el 27 de febrero de 2014 YPF y Repsol celebraron un convenio por el que, principalmente, se contemplaba el desistimiento de acciones judiciales entre las partes y respecto de terceros, así como una serie de renunciaciones e indemnidades mutuas ("Convenio entre Repsol e YPF"). El Convenio entre Repsol e YPF entraría en vigencia al día siguiente de la fecha en que Repsol notificara a YPF que entró en vigencia el Acuerdo entre Repsol y Argentina.

El 28 de marzo de 2014, la Junta General de Accionistas de Repsol aprobó el Acuerdo entre Repsol y Argentina. Por su parte, mediante la Ley N° 26.932 se declaró cumplido el objetivo de los artículos 7, 11 y 12 de la Ley de Expropiación, y del artículo 12 de la Ley N° 21.499, y en consecuencia, se ratificó el Acuerdo entre Repsol y Argentina, por la República Argentina. La Ley N° 26.932 fue promulgada por el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el Decreto N° 600/2014. Por último, el 8 de mayo de 2014, YPF fue notificada de la entrada en vigencia del Acuerdo entre Repsol y Argentina. Por lo tanto, a partir de esa fecha quedó perfeccionada la expropiación dispuesta por la Ley de Expropiación, y la República Argentina es definitivamente titular del 51% del capital social de YPF.

De acuerdo con el Decreto N° 50/2019 y sus modificatorias, la Secretaría de Energía de la Nación ("SE"), que actúa en el ámbito del Ministerio de Economía, tiene, entre otros objetivos, dirigir la representación en las empresas del sector energético donde la SE posea participación accionaria y ejerza la tenencia accionaria, entre las que se encuentra YPF.

III. INFORMACIÓN OPERATIVA Y FINANCIERA

Producción de petróleo y gas

El siguiente cuadro presenta la información consolidada relativa a la producción de petróleo y de gas natural para los años finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

		Ejercicios finalizados al 31 de diciembre de		
		2023	2022	2021
Producción de petróleo y condensado	millones de barriles	89	83	77
Producción de NGL	millones de barriles	16	15	13
Producción de gas natural	miles de millones de pies cúbicos	467	483	460
Producción total	millones de barriles de petróleo equivalentes ("boe")	187	184	171

Año 2023 vs Año 2022

Análisis de nuestros resultados

El Grupo explica su resultado neto a través del resultado operativo, el cual es gestionado a través de sus segmentos de negocio, y los resultados financieros y el cargo por impuesto a las ganancias los cuales se gestionan a nivel consolidado del Grupo. A fin de alinear las explicaciones del resultado operativo del Grupo con la Nota de Información por segmentos de negocio de los estados financieros consolidados, dichas explicaciones se realizan en dólares (véase Nota 5 a los estados financieros intermedios condensados consolidados).

Durante 2023 la pérdida operativa del Grupo fue de US\$ 1.248 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 2.482 millones durante 2022 (una disminución de US\$ 3.730 millones), explicada por: (i) menores ingresos (una disminución de US\$ 1.446 millones o 7,7%) principalmente debido a menores ventas en el mercado externo de granos y harinas (88,7%) debido a menores volúmenes y precios, menores ventas en el mercado interno de gasoil (4,2%) debido a menores precios, y de fertilizantes (26,7%) principalmente debido a menores precios; (ii) mayores costos y gastos (un incremento de US\$ 121 millones o 0,7%) principalmente debido a un aumento de los costos de producción por US\$ 999 millones o 13,0% impulsado por el incremento generalizado de precios afectando los costos y gastos y mayores niveles de actividad (mayor producción de hidrocarburos y mayores niveles de procesamiento), mayores gastos de administración por US\$ 48 millones o 7,3%, y una variación negativa de la variación de existencias de US\$ 276 millones, compensados parcialmente por una disminución de las compras por US\$ 1.106 millones o 17,8%, menores gastos de comercialización por US\$ 92 millones o 4,9%, y menores gastos de exploración por US\$ 4 millones o 6,2%; (iii) mayores cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo por US\$ 2.165 millones; y (iv) un mayor cargo positivo en otros resultados operativos, netos de US\$ 2 millones o 1,3%.

Los resultados financieros, netos del Grupo durante 2023 fueron una ganancia de \$ 620.884 millones (US\$ 897 millones), en comparación con la ganancia de \$ 43.478 millones (US\$ 128 millones) de 2022. Esta variación se debió principalmente a una mayor diferencia de cambio positiva originada por una mayor devaluación del peso observada durante 2023, acentuada en el cuarto trimestre, aplicada sobre una mayor posición pasiva monetaria neta en pesos del Grupo y mayores resultados positivos por cambios en el valor razonable de los activos financieros medidos a fair value; compensada parcialmente por mayores intereses perdidos sobre nuestra deuda. Véase Nota 28 a los estados financieros consolidados.

El cargo por impuesto a las ganancias del Grupo correspondiente a 2023 fue una pérdida de \$ 653.449 millones (US\$ 1.020 millones), en comparación con la pérdida de \$ 108.912 millones (US\$ 822 millones) correspondiente al mismo período de 2022. Véase Nota 17 a los estados financieros consolidados.

En base a todo lo anterior, el resultado neto correspondiente a 2023 fue una pérdida de \$ 1.532.745 millones (US\$ 1.277 millones), en comparación con una ganancia de \$ 290.264 millones (US\$ 2.234 millones) durante el mismo período de 2022.

A continuación se explica el resultado operativo a través del análisis de las principales variaciones en los segmentos de negocio:

Upstream

Durante 2023 la producción diaria de hidrocarburos aumentó un 2,0% respecto al mismo período de 2022, alcanzando los 514 mil boe/día.

La producción diaria de petróleo aumentó un 7,4% en 2023 respecto al mismo período de 2022, promediando 243 mil bbl/día, impulsada por el incremento de la producción de petróleo no convencional.

Respecto de 2022 la producción diaria de gas natural disminuyó un 3,3% promediando 36,2 Mm³/día durante 2023, como consecuencia de la menor demanda que impactó en la producción de gas natural. Asimismo, la producción diaria de NGL aumentó un 3,2% en 2023 respecto de 2022, principalmente debido a la puesta en marcha de la interconexión del gasoducto TGS - Tratayén en el mes de septiembre 2022.

Durante 2023 la pérdida operativa del segmento de Upstream fue de US\$ 1.927 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 1.310 millones durante el mismo período de 2022, representando una disminución de US\$ 3.237 millones, explicada por:

- Mayores ingresos (un incremento de US\$ 74 millones o 1,0%) principalmente debido a:
 - Un aumento en las ventas de petróleo al segmento de Downstream por US\$ 156 millones o 3,0%, debido a un aumento de 6,5% del volumen transferido compensado parcialmente por una disminución de 3,3% del precio de venta intersegmento promedio respecto al mismo período de 2022.
 - Una disminución en las ventas de gas natural al segmento de Gas y Energía por US\$ 63 millones o 3,5%, debido a una disminución de 2,6% del volumen transferido y una disminución de 0,9% del precio de venta intersegmento promedio respecto al mismo período de 2022.
 - Una disminución en otros ingresos por US\$ 19 millones o 7,1%, principalmente por una variación negativa de desbalances de gas compensados parcialmente por mayores ingresos por venta de arena de fractura para la perforación de pozos.
- Mayores costos y gastos (un incremento de US\$ 961 millones o 15,8%, excluyendo los gastos de exploración), principalmente debido a:
 - Un aumento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo por US\$ 505 millones o 25,9%, principalmente debido al aumento de los coeficientes de depreciación generado por un aumento de la producción proporcionalmente mayor a la incorporación de reservas, y a una mayor base de propiedades, planta y equipo depreciables por las altas generadas.
 - Un aumento en el costo de extracción ("lifting cost") por US\$ 440 millones o 18,0%, principalmente como resultado de un incremento de 15,6% del costo unitario de extracción, producto principalmente del incremento de los costos.

- Una disminución en las regalías y otros cargos asociados a la producción de petróleo y gas natural por US\$ 10 millones o 1,0%. Las regalías y otros cargos asociados a la producción de gas natural disminuyeron un 8,7%, debido a un menor valor en boca de pozo y a un menor volumen de producción, compensado parcialmente por un aumento de 1,1% en las regalías de petróleo debido a un mayor volumen de producción.
- Menores gastos de exploración (una disminución de US\$ 4 millones o 6,2%) explicado por menores cargos de perforaciones exploratorias improductivas. Adicionalmente, durante 2023, la inversión exploratoria fue de US\$ 119 millones, comparada con los US\$ 43 millones de 2022.
- Un cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo de US\$ 2.288 millones en 2023, de los cuales corresponden US\$ 1.782 millones al cargo reconocido en las UGE Petróleo, UGE Gas - Cuenca Austral y UGE Gas - Cuenca Neuquina reconocido en el cuarto trimestre de 2023, como consecuencia de la revisión del valor recuperable que realizó la Sociedad de ciertos campos maduros que se esperan disponer, y cuyo valor razonable menos los costos de venta se espera sea menor que su importe en libros; y US\$ 506 millones al cargo reconocido en la UGE Gas - Cuenca Neuquina en el tercer trimestre 2023, generado principalmente por una mayor competencia en el mercado de gas natural que se estima pueda redundar en una reducción de los precios de gas natural en el mediano y largo plazo y en una consecuente adecuación de nuestra producción. Mientras que en 2022, el Grupo reconoció un cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo de la UGE Gas - Cuenca Austral de US\$ 123 millones, generado principalmente por la menor producción esperada a partir del comportamiento de los campos y por incrementos en los costos de producción. Véase Nota 8 y 39 a los estados financieros consolidados.
- Un menor cargo positivo en otros resultados operativos, netos de US\$ 189 millones o 73,5%, explicado principalmente por el recupero en 2022 de cargos vinculados a la provisión para juicios y contingencias de la Sociedad. Véase Nota 16.a) a los estados financieros consolidados.

Downstream

Durante 2023 los niveles de procesamiento de nuestras refinerías promediaron 294 mil bbl/día, mientras que en 2022 promediaron 285 mil bbl/día. Este incremento se produjo producto de la optimización operativa de las refinerías destinada a maximizar la producción de naftas y destilados medios y por la mayor disponibilidad de petróleo como consecuencia del aumento de la producción, mayores compras a terceros y la optimización en la logística. En 2023 se obtuvo una mayor producción de gasoil de 4,0%, una mayor producción de naftas de 3,0% y una mayor producción de jet fuel de 11,3%. Durante 2023 YPF ha registrado niveles de procesamiento récord de petróleo desde 2016.

Durante 2023 la ganancia operativa del segmento de Downstream fue de US\$ 896 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 1.523 millones durante el mismo período de 2022, representando una disminución de US\$ 627 millones o 41,2%, explicada por:

- Menores ingresos (una disminución de US\$ 1.137 millones o 7,1%) principalmente debido a:
 - Menores ingresos en el mercado externo por US\$ 400 millones o 18,2%, principalmente debido a una disminución de las exportaciones de granos y harinas y fuel oil por menores volúmenes vendidos y menores precios de venta promedio, compensados parcialmente por un aumento de las exportaciones de petróleo.
 - Menores ventas de gasoil en el mercado interno por US\$ 287 millones o 4,2%, principalmente debido a una disminución de 5,1% en el precio de venta promedio compensado parcialmente por un aumento de 0,9% en el volumen vendido, observándose en el mercado local una disminución en el volumen para este producto de 1,1%.
 - Mayores ventas de naftas en el mercado interno por US\$ 33 millones o 1,0%, principalmente debido a un aumento de 6,7% en el volumen vendido, compensado parcialmente por una disminución de 5,4% en el precio de venta promedio, observándose la misma tendencia en el mercado local con un aumento en el volumen para este producto de 4,4%.
 - Menores ventas en el mercado interno de otros productos por US\$ 483 millones o 13,1%, principalmente de fertilizantes, carbón y GLP mayormente por menores precios de venta promedio; y de productos petroquímicos y fuel oil mayormente por menores volúmenes vendidos; compensadas parcialmente por un aumento de las ventas de granos y harinas.
- Menores costos y gastos (una disminución de US\$ 435 millones o 3,0%) principalmente debido a:
 - Una disminución en las compras de materias primas y productos de reventa principalmente explicado por:
 - (i) Menores importaciones de gasoil por US\$ 288 millones o 23,6%, principalmente debido a menores precios y menores volúmenes de compra.
 - (ii) Menores compras de biocombustibles (biodiesel y bioetanol) por US\$ 177 millones o 17,9%, principalmente debido a menores precios de compra y menores volúmenes de compra de biodiesel.
 - (iii) Mayores compras de petróleo al segmento de Upstream y a terceros por US\$ 219 millones o 3,4%, como resultado de un aumento de 6,6% en los volúmenes de compra parcialmente compensados por una disminución de 2,7% en los precios de compra promedio. Los volúmenes comprados a terceros aumentaron en un 7,2%.

- Una disminución de US\$ 330 millones, o 61,2%, en la recepción de granos a través de la modalidad de canje de ventas al negocio de Agro que contablemente se registran como compras, principalmente debido a menores volúmenes recibidos.
- Una disminución de US\$ 188 millones o 32,9%, en las compras de fertilizantes debido a menores precios de compra promedio.
- Una disminución de US\$ 168 millones o 8,2%, en otros costos y gastos principalmente debido a menores cargos por impuestos tasas y contribuciones compensados parcialmente por mayores gastos de alquileres de inmuebles y equipos.
- Una variación negativa de la variación de existencias de US\$ 386 millones.
- Un aumento del costo de refinación y logística de US\$ 189 millones o 13,4%, mientras que el costo unitario se incrementó un 10,0%, principalmente por mayores cargos por transporte de productos, gastos de personal y materiales y útiles de consumo.
- Una ganancia en otros resultados operativos, netos de US\$ 62 millones durante 2023 en comparación con una pérdida de US\$ 13 millones en el mismo período de 2022, lo cual representó una variación positiva de US\$ 75 millones.

Gas y Energía

Durante 2023 la pérdida operativa del segmento de Gas y Energía fue de US\$ 3 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 90 millones durante el mismo período de 2022, representando una disminución de US\$ 93 millones, explicada por:

- Menores ingresos (una disminución de US\$ 321 millones o 11,9%) principalmente debido a:
 - Una disminución de US\$ 195 millones o 32,4%, en los ingresos de Metrogas por una disminución en las ventas a los segmentos minorista (clientes residenciales y pequeños comercios) y grandes clientes (usinas e industrias) y en los ingresos obtenidos por prestación de servicios de transporte y distribución.
 - Una disminución de US\$ 62 millones o 3,7%, en las ventas de gas natural como productores al segmento del Upstream, al segmento del Downstream y a terceros principalmente por menores volúmenes vendidos. Los volúmenes vendidos a terceros disminuyeron en un 4,4%.
- Menores costos y gastos (una disminución de US\$ 217 millones o 8,3%) principalmente debido a:
 - Una disminución de US\$ 76 millones, o 4,2%, en las compras de gas natural como productores al segmento de Upstream y a terceros principalmente debido a menores precios y volúmenes de compra.
 - Una disminución de US\$ 96 millones, o 32,1%, en las compras de Metrogas principalmente de gas natural como distribuidores debido a menores precios de compra promedio, y de servicios de transporte.
- Una ganancia en otros resultados operativos, netos de US\$ 8 millones durante 2023 en comparación con una pérdida de US\$ 3 millones en el mismo período de 2022, lo cual representó una variación positiva de US\$ 11 millones.

Administración Central y Otros

Durante 2023 la pérdida operativa de Administración Central y Otros ascendió a US\$ 270 millones, una disminución de la pérdida de US\$ 135 millones, o 33,3%, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 405 millones en 2022, principalmente debido al cargo vinculado con la provisión para juicios y contingencias en 2022. (véase Nota 33 a los estados financieros intermedios condensados consolidados).

Resultados no trascendidos a terceros ¹

Los principales resultados entre los segmentos de negocio se generan por: (i) las ventas de petróleo y gas natural producidos por el segmento de Upstream a los segmentos de Downstream y de Gas y Energía, respectivamente, y (ii) las ventas de gasolinas, propano y butano producidos por el segmento de Gas y Energía al segmento de Downstream.

Los ajustes de consolidación durante 2023, que corresponden a la eliminación de los resultados operativos entre los distintos segmentos de negocio que no han trascendido a terceros, tuvieron un importe positivo de US\$ 56 millones, comparado con un importe negativo de US\$ 36 millones en 2022. En 2023 disminuyó la brecha de los precios de transferencia entre los segmentos de negocio y el costo de producción de los inventarios de la Sociedad, mientras que, en 2022, dicha brecha había aumentado. En ambos períodos el movimiento de los precios de transferencia refleja las variaciones de los precios de mercado.

Principales variaciones en activos y pasivos

Al 31 de diciembre de 2023, el activo del Grupo alcanzó los \$ 20.202.123 millones, lo que representó un incremento de 340,3% con respecto al saldo al 31 de diciembre de 2022.

¹ Incluidos dentro de Ajustes de consolidación. Véase Nota 5 a los estados financieros intermedios condensados consolidados.

El activo no corriente, que totalizó un valor de \$ 16.624.393 millones, presenta un aumento de 352,1%, respecto al año anterior, explicado principalmente por un incremento en el rubro de propiedades, planta y equipo de \$ 11.193.121 millones, debido fundamentalmente a la apreciación en \$ 11.751.694 millones considerando su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad, y a las altas durante 2023 por \$ 2.343.821 millones; compensado parcialmente por el incremento de la provisión por deterioro de propiedades, planta y equipo en \$ 2.030.867 millones y las depreciaciones de propiedades, planta y equipo en \$ 979.693 millones.

Las principales inversiones realizadas en el segmento de Upstream durante 2023 continuaron siendo los desarrollos de shale oil en los bloques Loma Campana, La Amarga Chica, Bandurria Sur, Aguada del Chañar; Lindero Atravesado y Bajada de Añelo. En lo relativo al petróleo convencional, al igual que en 2022, se continuó con la actividad asociada a recuperación terciaria (inyección de polímeros) con un plan sostenido de ejecución de pilotos y sus consecuentes masificaciones; a la vez que se siguió haciendo foco en el desarrollo de actividad primaria y secundaria con el objetivo de lograr un portafolio balanceado en estrategias que aseguren la resiliencia del mismo.

Asimismo, se continuó con el desarrollo de gas natural realizando inversiones en shale gas, en los bloques La Calera, Aguada de La Arena, Rincón del Mangrullo y Aguada Pichana Oeste, así como también en activos convencionales en el bloque Río Neuquén (tight gas).

Durante 2023 las inversiones en el segmento de Downstream se centraron en el avance y puesta en marcha de las obras para la construcción de ductos para la evacuación de petróleo no convencional proveniente de la formación Vaca Muerta, la adecuación de las instalaciones en las refinerías para su tratamiento y la continuidad de las obras para las nuevas especificaciones de combustibles. A su vez, en todas las instalaciones de procesamiento de petróleo, transporte y comercialización de productos refinados se continuaron con las inversiones para mejorar la infraestructura.

En relación con las inversiones para la evacuación de petróleo no convencional proveniente de la formación Vaca Muerta, en noviembre de 2023 comenzó a operar el Oleoducto La Amarga Chica - Puesto Hernández, conocido como Oleoducto Vaca Muerta Norte, con una capacidad de evacuación de 25 mil m³/d (capacidad adicional de 15 mil m³/d por tramos intermedios) garantizando el abastecimiento del Complejo Industrial Luján de Cuyo y las exportaciones de petróleo a Chile. En este sentido, se avanzó en obras de almacenamiento y vinculación de nuevas zonas productivas con dicho oleoducto. Adicionalmente se continúa con el proyecto de evacuación de petróleo del Oleoducto Vaca Muerta Sur que conectará Loma Campana - Punta Colorada con el objetivo de exportar el petróleo de la formación de Vaca Muerta hacia la costa atlántica.

Durante 2023 se continuó trabajando para adecuar las instalaciones de refinación para el adecuado tratamiento del petróleo no convencional proveniente de la formación Vaca Muerta:

- En el Complejo Industrial La Plata ("CILP") se finalizó el revamping de la unidad de Topping D y el nuevo desalador, que permite captar el aumento de la producción de petróleo no convencional de la cuenca Neuquina.
- En el Complejo Industrial Luján de Cuyo ("CILC") se avanzó con las tareas del revamping de la unidad de Topping III que permitirá un mayor procesamiento de petróleo liviano.
- En el Complejo Industrial Plaza Huincul se continuaron con los trabajos para el montaje de una nueva planta estabilizadora de naftas y un horno, que estarán en marcha a finales del 2024, lo que permitirá procesar un mayor caudal de shale oil.

Respecto a las inversiones relacionadas con las futuras especificaciones de combustibles, se continúa avanzando con obras que tienen el objetivo de reducir el contenido de azufre en naftas, establecido por la Resolución SE N° 576/2019, modificada por Resolución SE N° 492/2023. En este sentido, en el CILC continúan las obras para mejorar la calidad del gasoil (una nueva unidad de hidro desulfuración II ("HDS"), una nueva unidad generadora de hidrógeno II ("Hidrogeno II"), y el revamping de la unidad de HDS I); mientras que en el CILP se continúa trabajando el revamping de la unidad de magnaforming y la nueva planta de hidrotreatmento de naftas de coque ("HTNC").

Asimismo, durante 2023, se realizaron paros programados de las plantas de Topping D, Vacío Lubricantes, Coque B y Aromáticos del CILP, y de las plantas de Isomax, Coque I, Topping III e Hidrógeno del CILC.

En el área de Logística se finalizó con la primera etapa de repotenciación del Oleoducto Puesto Hernández - Luján de Cuyo, que incluye la puesta en marcha de la nueva estación cabecera de Puesto Hernández, incrementando el transporte de petróleo hacia la Refinería Luján de Cuyo posibilitando una mayor producción de petróleo proveniente de la cuenca Neuquina. Adicionalmente, se llevaron a cabo las inversiones habituales de continuidad de las operaciones principalmente asociadas a cambios de tramos de ductos y su mantenimiento. También se continuó trabajando en la reparación de tanques en diferentes terminales de despacho del país.

En el área Comercial se avanzó con el plan plurianual de implementación del concepto de nueva imagen YPF en las estaciones de servicio, tiendas Full y Boxes. Se finalizaron las obras de remodelación de la estación de servicio Opessa Echeverría, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, que responde a un nuevo modelo de negocio basado en la experiencia del cliente, sostenibilidad, tecnología e innovación, que incluye una propuesta de autogestión y operación asistida tanto en la explanada como en la tienda. Adicionalmente, las obras integrales en estaciones de servicio de la red propia y abanderadas permitieron continuar con la calidad con la que YPF lleva adelante sus operaciones de retail, sumadas a las 28 nuevas estaciones de servicio inauguradas en 2023.

En el negocio de Agro se inauguró la base Insignia ubicada en Tres Arroyos, en la Provincia de Buenos Aires, que funcionará como centro comercial, de innovación y desarrollo de nuevos productos y soluciones para el agro.

Durante 2023 las inversiones en el segmento de Gas y Energía se concentraron en la operatoria de midstream gas con la renovación de la planta turbo expansora en el bloque Loma La Lata, la cual inició su operación en modo booster y estabilización (recuperación de gasolinas) durante el cuarto trimestre de 2023. La puesta en marcha total con producción de GLP será durante el primer trimestre de 2024, aumentando la capacidad de procesamiento de la cuenca Neuquina en 6 Mm³/d de gas natural y 600 tn/d de NGL, permitiendo acondicionar el gas natural a fin de mejorar el flujo en la red de evacuación.

En 2023 se continuó con la construcción de la red de gasoductos que permitirá el procesamiento del gas natural asociado procedente de la región norte de la formación Vaca Muerta en el Complejo Industrial El Portón, donde existen plantas de tratamiento criogénicas aptas para su procesamiento. De igual manera, en las instalaciones de la región sur de la formación Vaca Muerta, se inició la construcción de un nuevo gasoducto para la evacuación de gas natural de los bloques Aguada Villanueva, Meseta Buena Esperanza y Las Tacanas hacia las plantas de tratamiento existentes en la zona. En la región oeste de la formación Vaca Muerta se amplió la capacidad de transporte del Gasoducto Rincón del Mangrullo aumentando la capacidad de transporte en 5 Mm³/d.

El activo corriente, que totalizó un valor de \$ 3.577.730 millones, presenta un aumento de 292,9% respecto al año anterior, explicado principalmente por un incremento en los rubros de inventarios (\$ 1.049.950 millones), efectivo y equivalentes de efectivo (\$ 769.082 millones) y de créditos por ventas (\$ 519.532 millones) fundamentalmente debido a la apreciación de los saldos denominados en dólares en cada rubro, y particularmente en el rubro "Efectivo y equivalentes de efectivo" debido también al aumento por la adquisición de letras del Banco Central de la República Argentina.

Al 31 de diciembre de 2023, el pasivo del Grupo totalizó \$ 12.898.308 millones, lo que representó un incremento de 374,2% respecto al año anterior.

El pasivo no corriente, que totalizó \$ 8.928.518 millones, tuvo un aumento de 376,7% respecto al año anterior, explicado principalmente por un incremento en el rubro de préstamos por \$ 4.338.669 millones fundamentalmente debido a la apreciación de los préstamos denominados en dólares como así también debido a la emisión de obligaciones negociables durante 2023, y un incremento de \$ 1.691.487 millones en el rubro de provisiones fundamentalmente debido a una mayor provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos, compensado parcialmente por la disminución de la provisión para juicios y contingencias.

El pasivo corriente, que totalizó \$ 3.969.790 millones, tuvo un aumento de 368,7% respecto al año anterior, explicado principalmente por un incremento en el rubro de cuentas por pagar por \$ 1.416.864 millones fundamentalmente debido a la apreciación de los saldos denominados en dólares, y a un incremento en el rubro de préstamos por \$ 1.015.398 millones fundamentalmente debido a la apreciación de los préstamos denominados en dólares como así también a una mayor toma de prefinanciaci3nes de exportaciones.

Liquidez y recursos de capital²

El flujo de efectivo originado en las actividades operativas durante 2023 alcanzó un total de \$ 1.774.199 millones (US\$ 5.913 millones) en comparación con un total de \$ 736.660 millones (US\$ 5.693 millones) de 2022. Este aumento de \$ 1.037.539 millones, o 140,8%, se debe fundamentalmente a un incremento del resultado operativo (sin considerar depreciaciones y deterioro de propiedades, planta y equipo; amortización de activos intangibles; depreciaciones de activos por derecho de uso y perforaciones exploratorias improductivas), y a una variación negativa de la variación del capital de trabajo operativo, explicada principalmente por un aumento en la variación de cuentas por pagar, otros pasivos, provisiones y remuneraciones y cargas sociales; parcialmente compensada por un aumento en la variación de inventarios y créditos por ventas.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión durante 2023 alcanzó un total de \$ 1.522.226 millones (US\$ 5.332 millones) en comparación con un total de \$ 523.024 millones (US\$ 4.016 millones) de 2022. Este aumento de \$ 999.202 millones, o 191,0%, se debe principalmente a mayores adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles por \$ 1.058.798 millones, parcialmente compensado por mayores cobros por venta de activos financieros e intereses, netos por \$ 54.320 millones, mayores cobros por cesión de áreas y ventas de activos por \$ 3.289 millones y menores préstamos con partes relacionadas otorgados por \$ 2.891 millones.

El flujo de efectivo originado en las actividades de financiación durante 2023 alcanzó un total de \$ 33.164 millones (US\$ 278 millones), explicado principalmente por toma de deuda neta de pagos de capital por \$ 323.449 millones y de adelantos en cuenta corriente netos por \$ 32.602 millones, compensado parcialmente por pagos de intereses por \$ 214.032 millones, por pagos por arrendamientos por \$ 106.401 millones, y por el pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias por \$ 2.454 millones. El flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación durante 2022 alcanzó un total de \$ 157.104 millones (US\$ 1.227 millones), explicado principalmente por pagos de capital netos de toma de deuda por \$ 45.252 millones, por pagos de intereses por \$ 73.123 millones, por pagos por arrendamientos por \$ 44.960 millones, compensado parcialmente por adelantos en cuenta corriente netos por \$ 11.693 millones.

La generación de recursos previamente explicada deviene en una posición de efectivo y equivalentes de efectivo de \$ 905.956 millones (US\$ 1.123 millones) al 31 de diciembre de 2023. Asimismo, la deuda financiera del Grupo alcanzó los \$ 6.609.071 millones (US\$ 8.190 millones), siendo exigible en el corto plazo un 18,4% del total.

² Se incluyen los totales de los flujos de efectivo por actividad en dólares, la moneda funcional de la Sociedad.

Operaciones con sociedades relacionadas

Durante 2023 hubo compras, ventas y operaciones de financiación con sociedades relacionadas, dentro de las condiciones generales de mercado, las que fueron detalladas en la Nota 36 a los estados financieros consolidados y en la Nota 34 a los estados financieros individuales.

IV. POLÍTICA DE DIVIDENDOS

Según lo previsto en nuestro Estatuto, todas las acciones en circulación tienen idéntico derecho a distribución de dividendos. Sobre todas las acciones en circulación a una determinada fecha de registro se paga el mismo dividendo, con la salvedad de que las acciones emitidas durante el período al que corresponde un dividendo pueden tener derecho solamente a un dividendo parcial con respecto a ese período si así lo resolviera la Asamblea de Accionistas que aprobara su emisión. A la fecha de la presente Memoria, la Sociedad no ha emitido acciones preferidas.

El monto y el pago de dividendos se decide por mayoría absoluta de votos de los accionistas presentes en la Asamblea de Accionistas votando como una única clase, por lo general, aunque no necesariamente, de acuerdo con las recomendaciones del Directorio. Por otra parte, conforme con lo previsto en la Ley General de Sociedades N° 19.550 ("LGS"), el Directorio puede resolver la distribución de dividendos anticipados, previo cumplimiento de ciertos requisitos.

Si bien la Sociedad no ha adoptado una política formal en materia de dividendos, en cada ejercicio social el Directorio evalúa prudentemente la posibilidad de realizar una recomendación de pagar dividendos a los accionistas, dentro del marco de una gestión que considerará, entre otros factores, los requerimientos de capital relacionados con los planes de inversión, la atención de los servicios de deuda, las necesidades de capital de trabajo, las restricciones legales, regulatorias, impositivas y/o contractuales que aplicaren en cada momento, y las condiciones generales del contexto económico y financiero.

V. POLÍTICA DE REMUNERACIONES AL DIRECTORIO Y PLANES DE BONIFICACIONES E INCENTIVOS

Remuneraciones al Directorio

La LGS establece que la compensación anual pagada a los miembros del Directorio (incluyendo aquellos que se desempeñen como ejecutivos de la Sociedad), y del Consejo de Vigilancia, en su caso, incluyendo sueldo y otras remuneraciones por el desempeño de funciones técnico-administrativas de carácter permanente, no puede exceder el 5% del resultado neto del ejercicio si no se distribuyeran dividendos por ese período, pudiendo incrementarse (proporcionalmente a la distribución de dividendos) hasta un 25% del resultado neto cuando se repartan el total de las ganancias, si se distribuyeran dividendos.

En caso del ejercicio de comisiones especiales o funciones técnico-administrativas por parte de uno o más directores, frente a ganancias reducidas o inexistencia de ganancias, sólo podrán hacerse efectivas tales remuneraciones en exceso de los límites antes mencionados, si fuesen expresamente acordadas por la Asamblea de Accionistas, a cuyo efecto deberá incluirse el asunto como uno de los puntos del orden del día. La retribución de todos los miembros del Directorio requiere de la aprobación de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas.

El 28 de abril de 2023, la Asamblea de Accionistas de la Sociedad autorizó al Directorio a realizar pagos a cuenta de honorarios de Directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora por el ejercicio 2023 por hasta la suma de \$1.624.540.676. Los honorarios asignados al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora durante el ejercicio 2023 serán puestos a consideración de la Asamblea de Accionistas que considerará los estados financieros del referido ejercicio.

Planes de bonificaciones e incentivos

La Sociedad cuenta con un programa de pago variable a corto plazo en dinero en efectivo para los empleados alcanzados, y está basado en el cumplimiento de objetivos de la Sociedad y de las unidades de negocio, y en el cumplimiento de objetivos individuales o la evaluación del desempeño obtenida por el empleado, dependiendo de si se encuentran o no en un encuadre gremial.

Adicionalmente, desde el año 2013 la Sociedad cuenta con un plan de pago variable a mediano plazo basado en acciones, que aprueba el Directorio, con un vesting anual durante los 36 meses que dura cada plan. Son elegibles para ese tipo de plan los niveles ejecutivos y gerenciales, y el personal clave con conocimiento técnico crítico. Este plan pretende favorecer el alineamiento del desempeño de los ejecutivos y del personal clave con los pilares estratégicos de la Sociedad. En 2023, el Directorio de la Sociedad aprobó la creación del plan de compensación basado en acciones para el período 2023 - 2026.

Los ejecutivos que también se desempeñan como miembros del Directorio de la Sociedad pueden tener derecho a participar del programa de pago variable a corto plazo y del plan de pago variable a mediano plazo basado en acciones antes mencionados, sujeto a los límites detallados precedentemente.

VI. GESTIÓN DE LA SOCIEDAD Y SISTEMA DE CONTROL INTERNO

Gestión de la Sociedad

La Ley de Expropiación en su artículo 15 establece que, para el desarrollo de su actividad, YPF es y continuará operando como una sociedad anónima abierta, en los términos del Capítulo II, Sección V de la LGS y normas relacionadas, no siéndole aplicables legislación o normativa administrativa alguna que reglamente la administración, gestión y control de las empresas o entidades en las que el Estado Nacional o los estados provinciales tengan participación.

Asimismo, en su artículo 16, la Ley de Expropiación establece que la gestión de los derechos accionarios correspondientes a las acciones sujetas a expropiación, por parte del Estado Nacional y las provincias, se efectuará con arreglo a los siguientes principios: (i) la contribución estratégica de YPF al cumplimiento de los objetivos de la Ley de Expropiación; (ii) la administración de YPF conforme a las mejores prácticas de la industria y del gobierno corporativo, preservando los intereses de sus accionistas y generando valor para ellos; y (iii) el gerenciamiento de YPF a través de una gestión profesionalizada.

El 28 de abril de 2023, la Asamblea General y Especial de Clases A y D, Ordinaria y Extraordinaria de YPF, al sesionar como asamblea especial de la Clase A, designó a José Ignacio de Mendiguren como Director Titular y a Gabriel Martín Vienni como Director Suplente por la Clase A. Asimismo, al sesionar como especial de la Clase D, designó como Directores Titulares por la Clase D a Pablo Gerardo González, Pablo Aníbal Iuliano, Gerardo Damián Canseco, Norberto Alfredo Bruno, Horacio Oscar Forchiassin, Ignacio Perincioli, Emilio Javier Guiñazú Fader, Pablo Francisco Juan Kosiner, María del Carmen Alarcón y Celso Alejandro Jaque. Finalmente, designó como Directores Suplentes por la Clase D a Julio Alejandro Schiantarelli, Guillermo Rafael Pons, Adrián Felipe Peres, Silvina del Valle Córdoba, Miguel Lisandro Nieri, María de los Ángeles Roveda, María Martina Azcurra, Santiago Martínez Tanoira, Silvia Noemí Ayala y Santiago Álvarez. Todos los directores fueron designados con mandato por 1 ejercicio.

El 28 de abril de 2023, el Directorio de la Sociedad designó a Pablo Gerardo González como Presidente del Directorio de YPF con mandato por 1 ejercicio.

El 8 de noviembre de 2023, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar la renuncia presentada por Pablo Francisco Juan Kosiner como Director Titular por la Clase D. Adicionalmente, y de acuerdo con el orden de sustitución resuelto por la Asamblea de Accionistas del 28 de abril de 2023, María de los Ángeles Roveda, quien había sido designada como Directora Suplente por dicha Asamblea, asumió como Directora Titular por la Clase D en reemplazo de Pablo Francisco Juan Kosiner, hasta la elección de los nuevos directores por la Asamblea de Accionistas.

El 29 de noviembre de 2023, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar la renuncia presentada por Santiago Álvarez como Director Suplente por la Clase D.

El 14 de diciembre de 2023, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar las renunciaciones de Pablo Gerardo González, Pablo Aníbal Iuliano, María del Carmen Alarcón, Celso Alejandro Jaque, Norberto Alfredo Bruno e Ignacio Perincioli, a sus cargos de Directores Titulares por la Clase D, y de Guillermo Rafael Pons, Adrián Felipe Peres y Silvina del Valle Córdoba, a sus cargos de Directores Suplentes por la Clase D. Asimismo, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar la renuncia de José Ignacio de Mendiguren a su cargo de Director Titular por la Clase A, y de Gabriel Martín Vienni a su cargo de Director Suplente por la Clase A. Adicionalmente, los miembros de la Comisión Fiscalizadora por la Clase D procedieron a cubrir las vacantes producidas en el Directorio por las renunciaciones de Pablo Gerardo González, Pablo Aníbal Iuliano, María del Carmen Alarcón, Celso Alejandro Jaque, Norberto Alfredo Bruno e Ignacio Perincioli a sus cargos de Directores Titulares por la Clase D, y de Guillermo Rafael Pons, Adrián Felipe Peres y Silvina del Valle Córdoba a sus cargos de Directores Suplentes por la Clase D, designando como Directores Titulares por la Clase D a Horacio Daniel Marin, Mario Eduardo Vázquez, José Rolandi, Carlos Manuel Bastos, Omar Gutiérrez y Emiliano José Mongilardi, y como Directores Suplentes por la Clase D a Guillermo Gustavo Koenig, Carla Antonela Matarese, Hugo Eduardo Rodríguez y Mauricio Alejandro Martín, todos ellos hasta la elección de nuevos directores por la Asamblea de Accionistas. Finalmente, el miembro de la Comisión Fiscalizadora por la Clase A, procedió a cubrir las vacantes producidas en el Directorio por las renunciaciones de José Ignacio de Mendiguren y Gabriel Martín Vienni, a sus cargos de Directores Titular y Suplente, respectivamente, por la Clase A, designando a Nicolás José Posse como Director Titular por la Clase A y a Guillermo Alberto Francos como Director Suplente por la Clase A, ambos hasta la elección de nuevos directores por la Asamblea de Accionistas.

Al 31 de diciembre de 2023, el Directorio de la Sociedad se encontraba integrado de la siguiente forma:

Cargo	Nombre	Representante de	Período
Director Titular y Presidente	Horacio Daniel Marin	Clase D	1 ejercicio
Director Titular	Nicolás José Posse	Clase A	1 ejercicio
Director Titular	Mario Eduardo Vázquez	Clase D	1 ejercicio
Director Titular	Carlos Manuel Bastos	Clase D	1 ejercicio
Director Titular	José Rolandi	Clase D	1 ejercicio
Director Titular	Omar Gutiérrez	Clase D	1 ejercicio
Director Titular	Emiliano José Mongilardi	Clase D	1 ejercicio
Director Titular	Horacio Oscar Forchiassin	Clase D	1 ejercicio
Director Titular	Emilio Javier Guiñazú Fader	Clase D	1 ejercicio
Directora Titular	María de los Ángeles Roveda	Clase D	1 ejercicio
Director Titular	Gerardo Damián Canseco	Clase D	1 ejercicio
Director Suplente	Guillermo Alberto Francos	Clase A	1 ejercicio
Director Suplente	Santiago Martínez Tanoira	Clase D	1 ejercicio
Directora Suplente	Silvia Noemí Ayala	Clase D	1 ejercicio
Director Suplente	Mauricio Alejandro Martín	Clase D	1 ejercicio
Directora Suplente	María Martina Azcurra	Clase D	1 ejercicio
Director Suplente	Guillermo Gustavo Koenig	Clase D	1 ejercicio
Directora Suplente	Carla Antonela Matarese	Clase D	1 ejercicio
Director Suplente	Hugo Eduardo Rodríguez	Clase D	1 ejercicio
Director Suplente	Miguel Lisandro Nieri	Clase D	1 ejercicio
Director Suplente	Julio Alejandro Schiantarelli	Clase D	1 ejercicio

El Directorio, en su reunión del 26 de enero de 2024, aceptó las renunciaciones de Emilio Javier Guiñazú Fader y Miguel Lisandro Nieri a sus cargos de Director Titular y Suplente por las acciones Clase D, respectivamente.

Conforme con lo dispuesto por el artículo 258 de la LGS y el artículo 13 del Estatuto Social -Vacantes-, los miembros de la Comisión Fiscalizadora por las acciones Clase D designaron como Directora Titular a Jimena Hebe Latorre y como Directora Suplente por las acciones Clase D a Pamela Verasay, con mandato hasta la elección de nuevos directores por la Asamblea de Accionistas.

Por otra parte, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas celebrada el 26 de enero de 2024 aprobó la modificación del Estatuto de la Sociedad, unificando las funciones de Presidente y de Gerente General (CEO) en la función de CEO.

Informe sobre el Código de Gobierno Societario - Resolución General N° 797/2019 de la CNV

En el Anexo I se incluye el Informe sobre el Código de Gobierno Societario con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto por la Resolución General N° 797/2019 de la CNV.

Sistema de control interno

En relación con el sistema de control interno, la Sociedad tiene desarrolladas diversas funciones y responsabilidades, que conjuntamente con los mecanismos de control diseñados e implantados, contribuyen a asegurar un grado de seguridad razonable en cuanto al adecuado cumplimiento de las leyes y disposiciones vigentes, la fiabilidad de la información financiera y la eficiencia y eficacia de las operaciones.

El enfoque en materia de control interno está basado en el principio de responsabilidad de las distintas vicepresidencias para el manejo de riesgos y controles. Es decir que éstas son responsables, dentro de su ámbito de competencia, por la implementación, operación y monitoreo del sistema de control interno, diseñado para proveer seguridad razonable en relación con la confiabilidad de la información financiera y la preparación de los estados financieros de conformidad con las disposiciones legales vigentes e incluye las políticas y procedimientos que corresponden al mantenimiento de registros que en detalle razonable reflejan de manera exacta y fiel las transacciones y disposición de activos de YPF y que los ingresos y desembolsos se están haciendo de acuerdo con la autorización de la administración y del Directorio.

El Directorio de la Sociedad ha establecido la función de auditoría interna como un componente clave dentro de los procesos establecidos para monitorear el adecuado funcionamiento del sistema de control interno. La misión de la función de auditoría interna es proveer al Comité de Auditoría una instancia objetiva e independiente de control. Esta instancia comprende la tarea de evaluación objetiva de las evidencias para proporcionar una conclusión independiente respecto de un proceso, sistema u otro objeto de auditoría.

El sistema de control interno se basa en las actuaciones que se desarrollan en:

- La Vicepresidencia del CFO, que además de supervisar la fiabilidad de la información recibida a través del sistema de información financiera, verifica los niveles de acceso al mismo mediante el control de la segregación de funciones, valida los niveles de aprobación de las operaciones económico-financieras y establece en forma homogénea los procedimientos y políticas administrativo-contables aplicables a la Sociedad.
- Las unidades de negocio y corporativas, quienes aseguran la ejecución y funcionamiento de los controles bajo su responsabilidad, así como el adecuado diseño de los procesos y establecen, entre otros, la delegación de los límites de aprobación asignados, la gestión de accesos a los sistemas de información y las políticas de ciberseguridad.
- Auditoría Interna, que evalúa el funcionamiento del sistema de control interno.

La legislación sobre gobierno corporativo, tanto en Argentina mediante la Ley N° 26.831 y la Resolución General N° 622/2013 de CNV, como en Estados Unidos mediante la Ley Sarbanes - Oxley y sus regulaciones relacionadas, destacan la necesidad de que los máximos responsables de la sociedad establezcan y mantengan una adecuada estructura de control interno. En el caso de YPF, al cotizar en la Bolsa de Valores de Nueva York y estar registrada en la Securities and Exchange Commission de Estados Unidos ("SEC"), al final del ejercicio que se informa se evalúa la efectividad de la estructura de control interno y de los procedimientos de la Sociedad para el reporte financiero.

Adicionalmente, la Sociedad cuenta con el Comité de Transparencia, en el que participan los máximos responsables de cada área de negocio y áreas corporativas, cuyo objetivo fundamental es dirigir y coordinar el establecimiento y mantenimiento de:

- Procedimientos para la elaboración de información de carácter contable y financiera que la Sociedad debe aprobar y registrar conforme con las normas que le son de aplicación y que, en general, comunica a los mercados.
- Controles internos suficientes, adecuados y eficaces que aseguren la corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad de los estados financieros de la Sociedad.

El Directorio verifica la implementación de sus estrategias y políticas relacionadas con los controles internos a través de su Comité de Auditoría, que asume las funciones asignadas por la mencionada legislación sobre gobierno corporativo, entre las que se encuentran:

- Supervisar el funcionamiento del sistema de control interno y del sistema administrativo-contable, así como la fiabilidad de este último y de toda la información financiera, reservas de hidrocarburos, o de otros hechos significativos a ser comunicados a los organismos de contralor y a los mercados.
- Opinar respecto de la propuesta del Directorio para la designación de los auditores externos a contratar por la Sociedad y velar por su independencia.
- En asuntos relacionados con las conductas en los mercados de valores, se asegura de que el Código de Ética y Conducta de la Sociedad y de sus sociedades controladas, cumple con las exigencias normativas y es adecuado para la Sociedad.

Asimismo, el Comité de Auditoría cuenta con canales de comunicación para recibir cualquier evento que pudiera constituir un incumplimiento real o potencial de las previsiones del Código de Ética y Conducta y del funcionamiento del sistema de control interno.

Durante el año 2023 la Sociedad:

- Revalidó la Certificación ISO 37001, ratificando el compromiso de tolerancia cero al soborno y a la corrupción.
- Comenzó la implementación de un nuevo sistema de información SAP S/4 Hana Solutions, que sustituirá principalmente al sistema comercial y de stocks relacionados con el segmento de Downstream, cuya implementación más significativa está prevista para 2024. Al 31 de diciembre de 2023, implementamos cambios en nuestros controles internos sobre la información financiera relacionados con los procesos de ventas de productos refinados, compras de servicios logísticos y compras de bienes, que responden principalmente a la incorporación de nuevos controles internos automáticos y a la actualización de controles internos manuales, según sea necesario para garantizar la completitud, integridad y exactitud de la información contable y financiera, y para beneficiarnos de la automatización de controles que propicia este nuevo sistema.

VII. CUESTIONES AMBIENTALES

Sustentabilidad

Nuestro compromiso con la sustentabilidad

Uno de nuestros valores es el compromiso que hemos asumido con la sustentabilidad, que, en su triple dimensión (ambiental, social y de gobernanza, "ASG") es una parte integral de nuestra identidad, nuestros objetivos y nuestra forma de trabajar y actuar. Además, es un compromiso establecido en nuestro Código de Ética y Conducta que cada miembro de la organización debe hacer suyo.

Contamos con una política de sustentabilidad (“Política de Sustentabilidad”) en la que afirmamos que nuestra meta es aportar al desarrollo de energías sustentables en ASG a través de un negocio responsable y transparente, basado en la innovación, las nuevas tecnologías y las mejores prácticas. Nuestra postura corporativa en este ámbito está descrita en nuestra Política de Sustentabilidad y se materializa en torno a cuatro ejes estratégicos: (i) producción sostenible; (ii) acción por el clima; (iii) personas; y (iv) creación de valor social compartido, complementados por facilitadores transversales: gobierno corporativo y transparencia; alianzas e innovación y tecnología. Estas prioridades están directamente vinculadas a nuestro compromiso institucional y nos permiten contribuir a lograr los Objetivos para el Desarrollo Sostenible (“ODS”) de la Agenda 2030 de las Naciones Unidas y de las metas del Acuerdo de París sobre el Cambio Climático firmado en 2015 (“Acuerdo de París”). Procuramos llevar a cabo nuestro negocio en concordancia con los objetivos del Acuerdo de París, y contribuyendo al logro de los ODS. Guiados por nuestros valores y políticas corporativas y por nuestro Código de Ética y Conducta, nuestra visión y estrategia enmarcan nuestro entendimiento y nuestra respuesta a cuestiones de sustentabilidad.

Como parte de este compromiso hacemos público anualmente nuestro Reporte de Sustentabilidad donde informamos nuestros avances y nuevos desafíos.

Gobernanza de la sustentabilidad

La alta dirección revisa y monitorea los temas relevantes en este ámbito. La Sociedad elabora el Índice de Sustentabilidad como uno de sus objetivos estratégicos, que consta de una matriz de cuatro objetivos medidos anualmente: (i) Índice de frecuencia de accidentes; (ii) Reducción de intensidad de emisiones equivalentes de dióxido de carbono (“CO₂”); (iii) Diversidad de mujeres en posición de liderazgo; e (iv) Índice de Sustentabilidad Down Jones (“DJSI”). En este sentido, el bono anual que reciben los máximos ejecutivos de la Sociedad así como los empleados de YPF está basado en evaluaciones holísticas que incluyen el cumplimiento de metas colectivas e individuales ligadas a la sustentabilidad.

El Directorio hace un seguimiento del Índice de Sustentabilidad mediante el Comité de Riesgos y Sustentabilidad. Este Comité se encarga de establecer políticas de gestión integrales para los riesgos empresariales y de supervisar su adecuada implementación, así como de promover las mejores prácticas en sustentabilidad, entre otras funciones. La Gerencia Departamental de Sustentabilidad y Transiciones Energéticas, que responde a la Vicepresidencia de Calidad, Ambiente y Seguridad, es responsable de formular, proponer y liderar la estrategia transversal de sustentabilidad de la Sociedad, elaborar anualmente el Reporte de Sustentabilidad y comunicar periódicamente las actualizaciones al Comité de Riesgos y Sustentabilidad.

Gestión de la sustentabilidad

YPF es una compañía comprometida a operar en equilibrio con su ambiente, de un modo sustentable. En este sentido, lleva adelante su misión de producir y proveer energía con atención al cuidado ambiental, procurando minimizar los posibles impactos negativos, buscando potenciar los efectos positivos relacionados con sus operaciones y priorizando la protección de los trabajadores, el ambiente y las comunidades. Además, desde 2018, YPF viene implementando su Modelo de Excelencia Operacional, en la que expresamos nuestro objetivo de ser una compañía de energía moderna, comprometida con nuestra comunidad, nuestros empleados, nuestros clientes, proveedores y accionistas, por lo cual hemos adoptado la excelencia operacional como un valor esencial, junto con nuestro modelo de gestión ad hoc diseñado para garantizar que en cada actividad que llevemos adelante se busque minimizar sus eventuales impactos negativos y potenciar los positivos, siempre priorizando la protección de los trabajadores, el medio ambiente y las comunidades.

Este modelo está basado en nuestra cultura de prevención, la seguridad de los procesos y reconocidos estándares internacionales, como las normas ISO 9001, ISO 14001, ISO 31000, ISO 45001, ISO 50001, los estándares GRI y SASB, las guías IOGP-IPIECA; y el Protocolo de Gases de Efecto Invernadero (“GEI”).

Medimos nuestros avances en materia de sustentabilidad en función de temas prioritarios para nuestro negocio y los grupos de interés, con objetivos anuales y plurianuales asociados y en función de cómo contribuyen al logro de los ODS. En este sentido, como compañía del sector energético, nuestros aportes más significativos se concentran en la producción de energía segura, asequible y sostenible, la creación de valor económico y condiciones de empleo digno, la reducción de emisiones atmosféricas, la innovación mediante el desarrollo de nuevas soluciones energéticas y la ejecución de operaciones seguras y responsables.

Al mismo tiempo, estamos trabajando con el fin de promover la diversidad y equidad de género, construir relaciones sólidas, éticas y transparentes y formar alianzas para potenciar soluciones de manera exponencial.

Nuestro Modelo de Excelencia Operacional permite a todas las áreas identificar el alcance de sus responsabilidades y aportes a la excelencia operacional, así como articular sus lineamientos en pos de la prevención de impactos no deseados. También representa nuestro compromiso con el desarrollo de planes de inversión para hacer frente a contingencias que puedan afectar a las personas, el medio ambiente, la integridad de nuestros activos y el cumplimiento de compromisos con los grupos de interés.

Derechos humanos

YPF reconoce y respeta los derechos humanos como un valor ético corporativo esencial. Más allá de cumplir con leyes y regulaciones vigentes en Argentina relativas a condiciones laborales, el cuidado de la salud y la seguridad de las personas, las asociaciones sindicales y el derecho a convenios colectivos de trabajo, a la diversidad e igualdad de oportunidades y al respeto a las comunidades con las que interactúa, estamos también comprometidos a respetar las disposiciones de la Declaración Universal de Derechos Humanos de las Naciones Unidas y de la Declaración Relativa a los Principios y Derechos Fundamentales en el Trabajo, de la Organización Internacional del Trabajo (“OIT”), ambas incorporadas al derecho argentino. Este compromiso se expresa tanto en nuestro Código de Ética y Conducta como en las políticas de Sustentabilidad, Seguridad Física y Excelencia Operacional, con un enfoque preventivo y de resguardo. En tal sentido, la Sociedad cuenta con procesos de debida diligencia y estos temas son considerados además en los procesos de gestión de riesgos de las operaciones. Existe un proceso de mapeo específico de riesgos en derechos humanos que se revisa periódicamente. Existen mecanismos formales de quejas y denuncias sobre cuestiones de derechos humanos.

Anualmente actualizamos y ampliamos el mapeo de riesgos en derechos humanos con la colaboración de un tercero experto.

Además, tenemos una Política de Derechos Humanos y Relaciones con Comunidades en la que YPF declara su compromiso con el respeto de los derechos humanos de las personas que trabajan en YPF y de las empresas prestadoras de servicios, con socios de negocios y partes interesadas que compartan nuestro compromiso con los derechos humanos, la seguridad, la diversidad y equidad, la ética y las comunidades que se encuentran en las zonas de influencia de nuestras operaciones asegurando, entre otras cosas, que se garantice el ejercicio de derechos laborales, como la libertad sindical y el derecho a la negociación colectiva, y que prevengan la ocurrencia de formas ilícitas, como el trabajo forzoso e infantil, en toda la cadena de valor y respetar la identidad y cultura de las comunidades indígenas, tribales, aborígenes y originarias.

Esta Política está relacionada con el Código de Ética y Conducta de la Sociedad, y es aplicable a todos los negocios de YPF, sus subsidiarias controladas por YPF S.A., así como a los proveedores y contratistas, y será notificada a nuestros socios de negocio. Todos los que forman parte de YPF son responsables del cumplimiento de esta política, de su difusión y de promover su cumplimiento.

Asuntos ambientales en Argentina

Hoy en día, la industria de petróleo y gas se enfrenta a desafíos únicos impulsados por la necesidad de armonizar la creciente demanda de energía con los nuevos retos en términos de costos y rentabilidad, la diversificación de la matriz energética y una creciente preocupación sobre el cambio climático y la descarbonización de la economía y los nuevos requerimientos regulatorios y del mercado. En ese contexto, cada región o país tendrá que desarrollar su propia hoja de ruta para la transición en función de su propio punto de partida, su disponibilidad de recursos, sus capacidades y necesidades de desarrollo.

Nuestras operaciones están sujetas a un gran número de leyes y regulaciones relacionadas con el impacto de las operaciones sobre el medio ambiente, que incluyen las emisiones atmosféricas, la disposición o remediación del suelo o agua contaminada con residuos tóxicos peligrosos, las especificaciones de los combustibles para tratar las emisiones atmosféricas y el efecto del medio ambiente en la salud y la seguridad. Hemos realizado y continuaremos realizando gastos e inversiones para garantizar la confiabilidad e integridad de nuestros activos y operaciones, y también para cumplir con dichas leyes y regulaciones. En Argentina, las autoridades municipales, provinciales y nacionales están avanzando hacia una aplicación más estricta de las leyes. Asimismo, en las últimas décadas Argentina ha venido implementado regulaciones que exigen que nuestras operaciones cumplan con estándares ambientales más estrictos, que son comparables, en muchos aspectos, a los que se aplican en Estados Unidos y en países de la Unión Europea. Estas regulaciones establecen el marco general de las obligaciones que se deben cumplir para la protección ambiental, que incluyen la aplicación de multas y sanciones penales en caso de violación de tales obligaciones. Hemos tomado las medidas necesarias para lograr el cumplimiento de estos estándares y estamos implementando varios proyectos de reducción y remediación medioambiental, entre los que se destacan los mencionados a continuación.

Contamos con políticas de gestión integral de riesgos en relación con nuestros activos, procesos, negocios y proyectos, integrando, en todas las etapas de sus ciclos de vida, criterios y acciones preventivas para la protección ambiental, la seguridad, la salud, la calidad, la integridad y la confiabilidad. Operamos no sólo en estricto cumplimiento de las políticas, normas y procedimientos, dentro del marco legal y regulatorio actual de Argentina, sino también adoptando proactivamente estándares de referencia en caso de ausencia de legislación específica. Como ejemplo de nuestro trabajo hacia las mejores prácticas en la industria, hemos implementado un plan de inversión destinado a mejorar la calidad de los combustibles.

En nuestras refinerías seguimos trabajando en un ambicioso plan de adecuación de efluentes, que incluye la segregación de fluidos de drenajes y la construcción de balsas, lo que también nos permite fortalecer la resiliencia de nuestras instalaciones a las nuevas condiciones climáticas de la región. Además, se están llevando a cabo tareas de mantenimiento para conectar las descargas de seguridad de gases y fluidos a la antorcha (elemento de seguridad en una planta de procesamiento de hidrocarburos), para dar cumplimiento a la normativa vigente. En el área de logística se desarrolla anualmente el plan de obras de integridad en tanques y ductos con el fin de asegurar la estanqueidad de los mismos.

Todos los años elaboramos planes en las distintas unidades de negocio para dar cumplimiento a distintas regulaciones de seguridad y medio ambiente. Los trabajos relacionados con las Resoluciones N° 785/2005 y 404/1994 se llevan a cabo en tanques y también se realizan verificaciones en ductos de acuerdo con la Resolución N° 120-E/2017. En cumplimiento de las regulaciones del Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible de Provincia de Buenos Aires, también realizamos verificaciones de contenedores a presión.

YPF, y varias otras compañías industriales que operan en la Ciudad de La Plata, Provincia de Buenos Aires, firmaron un acuerdo comunitario de respuesta ante emergencias junto con tres municipalidades y hospitales locales, bomberos y otros prestadores de servicios de salud y de seguridad para implementar un plan de contingencias ante emergencias. El objetivo de ese programa de ayuda mutua es evitar daños y pérdidas ocasionados por accidentes y emergencias industriales y ambientales. El programa incluye reuniones, simulacros, visitas a plantas y comunicaciones de riesgo y desarrollo de capacidades. También se desarrollaron proyectos y acuerdos similares en otras refinerías y terminales portuarias. Luego de llevar a cabo estas acciones, implementamos programas similares en Bahía Blanca y Luján de Cuyo.

Nuestras tres refinerías están certificadas bajo la norma ISO 9001 (Gestión de calidad) e ISO 14001 (Gestión ambiental), y ISO 50001 (Sistemas de gestión de la energía), que se renuevan regularmente. Todas ellas también están certificadas bajo la norma ISO 45001. Además, las Refinerías La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincul han sido verificadas de conformidad con la norma ISO 14064 respecto de los inventarios de gases de efecto invernadero ("GEI") de origen industrial. Los sistemas de las refinerías son mejorados en forma permanente y revisados por organizaciones acreditadas.

Con foco en el desarrollo y la investigación, la Sociedad a través de Y-TEC está implementando un Programa de Sustentabilidad Ambiental centrado en tres áreas estratégicas: (i) reducción de emisiones; (ii) aumento de la producción sostenible; y (iii) desarrollo de bioproductos. Esto se traduce en proyectos de alto impacto para la industria, tales como el tratamiento de efluentes, el desarrollo de nuevas tecnologías de producción, la biorremediación de suelos, la captura y valorización de CO₂, la eliminación de contaminantes atmosféricos y la valorización de productos agrícolas y desechos. Con respecto al cambio climático, nos hemos comprometido a lograr, en los próximos años, una economía baja en carbono, a través de una producción más eficiente de petróleo, gas natural, combustibles y derivados, una menor intensidad en las emisiones de GEI y una energía eléctrica más limpia con una mayor proporción de energías renovables.

Producción sostenible

YPF valora la importancia del entorno natural y nos esforzamos para trabajar con altos estándares y responsabilidad en materia de gestión ambiental. El trabajo relacionado al medio ambiente se rige por el principio de precaución, el cumplimiento de la normativa vigente y nuestros compromisos contenidos en las políticas de Sustentabilidad y de Excelencia Operacional.

Como operador líder en la industria de petróleo y gas, tanto el cuidado de la biodiversidad, así como el uso eficiente de recursos son de especial importancia. En este sentido, los aspectos medioambientales significativos que hay que gestionar en el segmento de Upstream están relacionados con el diseño robusto de pozos, con procedimientos operativos para minimizar impactos y la gestión de residuos, especialmente los recortes de perforación y el agua producida y de retorno derivada de la extracción de petróleo. El uso de agua para fractura hidráulica en actividades no convencionales también requiere de las mejores prácticas de cuidado ambiental. Por su parte, en las plantas de procesamiento y refinerías el foco está puesto en las emisiones de óxido de azufre ("SOx") y los vertidos de agua tratada.

Nuestro enfoque de gestión medioambiental implica la evaluación de riesgos y potenciales impactos en las etapas de planificación de actividades u operaciones. Se incluyen en este enfoque, estudios ambientales específicos, acciones de monitoreo permanente y proyectos de investigación en colaboración con instituciones expertas o académicas para potenciar conocimientos. Nuestro enfoque también incluye el establecimiento de medidas adaptadas al contexto local donde se desarrollan las actividades de la Sociedad con el propósito de evitar, minimizar, mitigar o compensar impactos negativos en el caso de que fuera necesario. Al mismo tiempo, el desempeño obtenido se evalúa periódicamente mediante informes y revisiones, estableciendo de esta forma las medidas que se deben tomar para implementar las mejoras requeridas. A lo descripto, se agregan una serie de normas internas que establecen criterios mínimos de desempeño que complementan lo exigido en el marco regulatorio local de cada sitio. YPF cuenta con una normativa interna en materia de gestión de emisiones atmosféricas, residuos, uso de agua y preservación de la biodiversidad. Por su parte, el Sistema de Excelencia Operacional también incluye la gestión ambiental centrada en la identificación de los riesgos e impactos significativos, así como en su correcto control a lo largo de toda la cadena de valor.

Cambio climático y transición energética

Particularmente en la Argentina, y más allá de las normas sobre cambio climático aprobadas en 2019, en diciembre de 2020, ante la Conferencia de la ONU sobre Cambio Climático ("COP") N° 26, Argentina presentó su segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional ("NDC", por sus siglas en inglés), actualizada posteriormente en octubre de 2021, que reflejó una mejora en cuanto a la lucha contra el cambio climático. En este sentido, Argentina aumentó su compromiso con la meta de mitigación presentada en 2016 e incorporó una meta de adaptación de acuerdo con el artículo 7.1 del Acuerdo de París. Esta nueva meta equivale a una disminución total de las emisiones del 21% a 2030, en comparación con el pico histórico alcanzado en 2007, e implica que Argentina tendría una participación del 0,9% con respecto a las emisiones globales.

Esta NDC anticipa que hacia 2030, Argentina estará avanzando en un proceso de transición energética, centrando sus esfuerzos en la promoción de la eficiencia energética, la descarbonización de la producción de petróleo y gas natural, utilizando al gas natural como combustible de transición, y en el aumento de generación de energía eléctrica térmica eficiente y de energía renovable con foco en la generación distribuida. A su vez, se desarrollará la cadena de producción de hidrógeno, al tiempo que se pondrán en marcha nuevas centrales nucleares e hidroeléctricas. Para la promoción de sistemas de transporte sostenibles, se fomentará la eficiencia energética y el mayor uso de gas natural, hidrógeno, electricidad y biocombustibles.

YPF reconoce que los sistemas energéticos mundiales y locales deben transformarse para impulsar la descarbonización y, al mismo tiempo, garantizar el acceso a una energía accesible y limpia para todos. Nos estamos preparando para este nuevo escenario, incorporando la resiliencia al cambio climático en la nueva estrategia y modelo de innovación de la Sociedad. La Sociedad tiene un compromiso y una gobernanza orientada a las bajas emisiones de carbono y tiene en cuenta las consideraciones climáticas y energéticas en la toma de decisiones, los escenarios, las pruebas de sensibilidad de nuestra cartera, los incentivos a los ejecutivos y los reportes.

Las principales iniciativas se centran en la reducción de las emisiones atmosféricas en las operaciones de petróleo y gas, a la vez que se trabaja y explora en nuevos negocios con baja emisión de carbono, iniciativas de compensación y programas de adaptación de las operaciones a futuros escenarios y riesgos potenciales.

Nuestra estrategia de descarbonización

Si bien el petróleo y el gas natural seguirán constituyendo nuestra cartera principal en los próximos años, estamos comprometidos con el fortalecimiento de la eficiencia energética, con operaciones con bajas emisiones de carbono y con el desarrollo de alternativas energéticas más sustentables, con el fin de garantizar un modelo de negocio competitivo y resiliente en la transición energética. Estas líneas de acción incluyen la promoción de energías renovables y la producción de gas natural como alternativas más limpias al petróleo, no sólo para el mercado interno, sino también para el mercado externo, sujeto a las condiciones del mercado.

Lo haremos a través de negocios rentables, resilientes, transparentes y responsables basándonos en la innovación, las nuevas tecnologías, la excelencia operacional y la transformación de nuestras operaciones y de nuestra cultura corporativa. En particular, en energía renovable, al proporcionar una fuerte inversión en investigación y desarrollo (“I+D”) y proyectos en esta área, esperamos aumentar nuestra capacidad de generación de energía mediante la diversificación de las fuentes de energía.

El petróleo no convencional producido en nuestras operaciones en la formación Vaca Muerta ha demostrado ser muy competitivo en términos de toneladas de CO₂ emitidas por barril de petróleo producido, y estamos trabajando para reducir aún más su huella de carbono, esfuerzo que se replica para el petróleo convencional.

La formación Vaca Muerta cuenta además con un enorme potencial en gas natural, energía de transición por excelencia, ya que produce un 50% menos de dióxido de carbono que el carbón durante la producción de energía y es un buen complemento para la intermitencia de las energías renovables. Estamos convencidos de que el pleno desarrollo de estos recursos permitirá no sólo abastecer el mercado local, actualmente más del 50% de nuestra matriz energética proviene del gas natural, sino contribuir también a la descarbonización de otros países de la región que aún basan su generación eléctrica en el carbón o el petróleo y, más a largo plazo, exportarlo al resto del mundo como gas natural licuado.

La estrategia de transición energética de YPF está alineada con el cumplimiento de las metas del Acuerdo de París y las NDC para alcanzar la neutralidad en carbono en 2050, y con su rol de promotora de la economía nacional y regional argentina. Dicha estrategia cuenta con tres pilares centrales que se combinan con distinta ponderación según los horizontes temporales proyectados y contribuyen de manera particular y conjunta en la transición de YPF a una empresa integral de energía, así como en la transición energética del país y de la región: (i) operaciones de petróleo y gas de alto valor y con bajas emisiones de carbono; (ii) crecimiento rentable de energía eléctrica y energías renovables; y (iii) liderazgo país en I+D para nuevas soluciones energéticas e iniciativas de compensación.

Para articular todos estos esfuerzos, nuestra hoja de ruta fija metas de corto y mediano plazo, concretas y mensurables, relacionadas tanto con la descarbonización del negocio de petróleo y gas como con la promoción de energías renovables y otras nuevas soluciones energéticas. Estas metas se desglosan en objetivos intermedios anuales que forman parte del plan de negocios de YPF, se monitorean de manera periódica y han sido incorporadas a las evaluaciones de desempeño de gran parte de la dotación de personal de la Sociedad.

En línea con nuestra estrategia y en el marco de la COP N° 28 de las Naciones Unidas, YPF adhirió a la iniciativa “Acelerador Global de Descarbonización”, con compromisos alineados a los compromisos nacionales y los objetivos de YPF, centrados en la reducción de metano.

VIII. RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS

Determinación de reservas y su evolución

La información que se presenta a continuación se encuentra en cumplimiento con los requerimientos de la Resolución General N° 541/2008 de la CNV “Información sobre reservas petroleras y gasíferas”, luego incorporada a las normas de la CNV en su T.O. 2013.

Las reservas comprobadas representan cantidades estimadas de petróleo (incluyendo condensados), líquidos de gas natural (“NGL” por sus siglas en inglés) y gas natural, para las cuales la información geológica y de ingeniería disponible demuestra con certeza razonable que podrán ser extraídas en el futuro de yacimientos conocidos, teniendo en cuenta las condiciones económicas y operativas existentes al cierre del ejercicio. Las reservas comprobadas desarrolladas son reservas comprobadas con razonables expectativas de ser extraídas mediante las condiciones actuales de operación de pozos, métodos operativos, equipos y plantas.

Las estimaciones de reservas fueron preparadas usando métodos de ingeniería y geológicos estándar generalmente aceptados por la industria del petróleo y gas, y de acuerdo con las regulaciones vigentes de la Security Exchange Commission of United States (“SEC”) y de la CNV. La elección del método o combinación de métodos empleados en el análisis de cada yacimiento fue efectuada en base a la experiencia en el área, el grado de desarrollo, calidad y confiabilidad de la información fuente, y la historia de producción. Existen incertidumbres inherentes al pronóstico de perfiles de producción futura y de los costos de desarrollo, y a la estimación de las reservas comprobadas, incluyendo algunos factores que escapan al control de la Sociedad. La ingeniería de reservas comprende procesos de estimación de las acumulaciones de petróleo y de gas natural en el subsuelo, que no pueden ser medidas de una manera exacta, y la exactitud de cualquier estimación de reservas está en función de la calidad de la información disponible, y de la interpretación y juicio de los ingenieros y geólogos. Como resultado de ello, las estimaciones realizadas por diferentes profesionales a menudo varían. Adicionalmente, los resultados de perforaciones, verificaciones y producción posteriores a la fecha de cualquier estimación pueden justificar una revisión de dicha estimación. Por lo tanto, las estimaciones de reservas son revisadas a partir de los resultados y la evolución de la información. La validez de tales estimaciones depende en gran medida de la precisión de la información y los métodos sobre los cuales se basan. Las reservas estimadas fueron sujetas a una evaluación económica para determinar sus límites económicos.

En la determinación de los volúmenes netos de reservas excluimos de nuestras cifras las regalías que se deban pagar a terceros, ya sea en especie o en efectivo, cuando el propietario de la regalía tenga participación directa en los volúmenes producidos y pueda disponer de los volúmenes que le correspondan y comercializarlos por su cuenta. Por el contrario, en la medida en que los pagos en concepto de regalías realizados a terceros, ya sea en especie o en efectivo, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, los volúmenes de reservas correspondientes no son descontados de nuestras cifras de reservas, aún a pesar de que de acuerdo con la legislación aplicable en cada caso se denominen regalías. YPF aplica este mismo criterio en el cálculo de los volúmenes de producción.

Los siguientes cuadros reflejan las reservas estimadas de petróleo y condensado, NGL y gas natural al 31 de diciembre de 2023 y la evolución correspondiente:

	Petróleo y condensado	
	(millones de barriles)	
	2023	
	Argentina	Consolidado
<u>Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	606	606
Revisiones de estimaciones anteriores	(63)	(63)
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	92	92
Compras y ventas	-	-
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(89)	(89)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	546	546
<u>Reservas comprobadas, desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	262	262
Saldos al cierre del ejercicio	263	263
<u>Reservas comprobadas, no desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	344	344
Saldos al cierre del ejercicio	283	283

(1) Nuestras reservas comprobadas de petróleo y condensado al 31 de diciembre de 2023 incluyen un volumen estimado de 72 mmbbl relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de petróleo y condensado para el año 2023 incluye un volumen estimado de 12 mmbbl relativos a los citados pagos.

	NGL	
	(millones de barriles)	
	2023	
	Argentina	Consolidado
<u>Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	77	77
Revisiones de estimaciones anteriores	5	5
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	8	8
Compras y ventas	-	-
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(16)	(16)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	74	74
<u>Reservas comprobadas, desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	36	36
Saldos al cierre del ejercicio	41	41
<u>Reservas comprobadas, no desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	41	41
Saldos al cierre del ejercicio	33	33

(1) Nuestras reservas comprobadas de NGL al 31 de diciembre de 2023 incluyen un volumen estimado de 10 mmbbl, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de NGL para el año 2023 incluye un volumen estimado de 2 mmbbl relativos a los citados pagos.

	Gas natural	
	(miles de millones de pies cúbicos)	
	2023	
	Argentina	Consolidado
<u>Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	2.826	2.826
Revisiones de estimaciones anteriores	(80)	(80)
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	257	257
Compras y ventas	-	-
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(467)	(467)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	2.536	2.536
<u>Reservas comprobadas, desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	1.637	1.637
Saldos al cierre del ejercicio	1.656	1.656
<u>Reservas comprobadas, no desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	1.189	1.189
Saldos al cierre del ejercicio	880	880

(1) Nuestras reservas comprobadas de gas natural al 31 de diciembre de 2023 incluyen un volumen estimado de 292 mmcf, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de gas natural para el año 2023 incluye un volumen estimado de 54 mmcf relativos a los citados pagos.

En el año 2023 la incorporación neta de reservas comprobadas (desarrolladas y no desarrolladas) de hidrocarburos fue de 72 millones de boe. Este resultado neto se debió a la incorporación de 31 millones de boe correspondientes a reservas de gas natural, y una incorporación de 41 millones de barriles correspondientes a líquidos (petróleo, condensado, gasolinas y NGL). De esta manera, y teniendo en consideración la producción del período por un valor de 187 millones de boe, las reservas comprobadas disminuyeron un 9,7%, de 1.187 millones de boe a 1.072 millones de boe.

En consecuencia, en el año 2023 la tasa de reemplazo de reservas comprobadas fue de 39%, mientras que en el año 2022 la tasa de reemplazo de reservas comprobadas fue de 124%.

En la cuenca Neuquina se destacan las incorporaciones de reservas comprobadas de gas y petróleo no convencional. En el caso de las reservas de petróleo, las principales áreas con incorporaciones resultaron las siguientes: La Amarga Chica y Bandurria Sur. Las áreas de Aguada Pichana Oeste y La Calera lograron las principales incorporaciones de reservas de gas natural.

En la cuenca del Golfo de San Jorge se destacan la incorporación de reservas de petróleo, principalmente en el área de Manantiales Behr, mientras que en la cuenca Cuyana se destaca la incorporación de reservas comprobadas en el área de Chachahuen Sur.

Al 31 de diciembre de 2023 las principales áreas de reservas de hidrocarburos de YPF son las siguientes: Loma La Lata Norte, La Amarga Chica, Rincón del Mangrullo, Aguada de la Arena, Bandurria Sur, La Calera, Aguada Pichana Oeste, Loma La Lata Central, Río Neuquén, Loma Campana y Manantiales Behr.

Con posterioridad al cierre de reservas del ejercicio 2023, y tal lo decidido por el Directorio en su reunión del 29 de febrero de 2024, la Sociedad prevé iniciar un proceso de desinversión de ciertos campos maduros. Esta acción, que involucra 55 áreas, tiene asociado un volumen de aproximadamente 85 millones de boe de reservas comprobadas principalmente de petróleo. Aproximadamente el 55% de dichos campos no cuenta con reservas al 31 de diciembre de 2023 (véase Nota 8 y 39 a los estados financieros consolidados).

Control interno y auditoría de las reservas

Todas nuestras reservas de petróleo y de gas natural han sido estimadas por nuestros ingenieros en petróleo. Con el objeto de lograr un estándar alto de “certeza razonable”, las reservas estimadas se declaran tomando en cuenta guías adicionales tales como las relacionadas con los requerimientos de productividad económica del reservorio, extensiones razonables del área de reservas comprobadas, los mecanismos de extracción y los métodos de recuperación mejorada, la comercialización conforme a las condiciones económicas y operativas existentes y la madurez del proyecto.

Las estimaciones de recuperación final son generalmente validadas mediante la aplicación de factores de recuperación a las cantidades originales de petróleo en el sitio. Esos factores se basan en el tipo de energía inherente del reservorio, el análisis de las propiedades de los fluidos y las rocas, la posición estructural de los reservorios y su historial de producción. En algunos casos, se comparan reservorios que tengan producciones similares en las áreas donde se encuentren disponibles datos más completos.

Nuestras reservas al 31 de diciembre de 2023 fueron estimadas internamente y auditadas de acuerdo con el procedimiento de control de calidad, el cual está integrado dentro del sistema de control interno de YPF.

Auditoría de Reservas (“AR”) está separada y es independiente del segmento de Upstream. La actividad de AR es supervisada por el Comité de Auditoría de YPF, que es responsable también de supervisar los sistemas y procedimientos utilizados para el registro y el control interno sobre las reservas de hidrocarburos de la Sociedad. Los objetivos primordiales de AR son asegurarse de que las estimaciones y declaraciones de reservas comprobadas de YPF cumplen con las reglas y definiciones de la SEC, del Financial Accounting Standard Board (“FASB”) y la Sarbanes-Oxley Act de Estados Unidos, así como también evaluar los cambios anuales en las estimaciones de reservas y el registro de las reservas comprobadas. AR es responsable de preparar la información a ser difundida públicamente con relación a nuestras reservas comprobadas de petróleo, condensado, NGL y gas natural. Asimismo, es también responsabilidad de AR brindar formación al personal involucrado en la estimación de reservas y en el proceso de reporte dentro de YPF. AR es gestionada y está integrada por personas que cuentan con un promedio cercano a 20 años de experiencia técnica en la industria petrolera, incluyendo experiencia en la clasificación y categorización de reservas de acuerdo con las normas de la SEC. El personal de AR incluye diversas personas que cuentan con títulos superiores, ya sea en ingeniería o geología, así como otras que cuentan con licenciaturas en varios estudios técnicos. Varios integrantes de AR están registrados o afiliados a los organismos profesionales en su especialidad.

Todos los volúmenes registrados son sometidos a auditorías de reservas por un tercero en forma periódica. Los yacimientos sometidos a auditorías de reservas externas para cada año se seleccionan conforme a los siguientes parámetros: (i) todos los yacimientos en un ciclo de 3 años; y (ii) todos los yacimientos recientemente adquiridos que no fueran sometidos a una auditoría previa, estimación o revisión durante el ciclo anterior, y también todos aquellos en los cuales se encuentra disponible nueva información que podría afectar materialmente las estimaciones de reservas anteriores.

Para aquellas áreas sometidas a auditorías externas, las estimaciones de YPF de reservas comprobadas deben estar dentro de la tolerancia del 7% o 10 millones de boe de las estimaciones del auditor externo para que YPF declare que el auditor externo ha ratificado los volúmenes. En el caso de que la diferencia fuera mayor que el mencionado nivel de tolerancia, YPF efectuará una nueva estimación de las reservas comprobadas con el objeto de alcanzar ese nivel de tolerancia, o deberá reportar las cifras que surgen del trabajo del auditor externo.

En 2023 DeGolyer & MacNaughton auditó ciertas áreas de YPF, operadas y no operadas, de las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, Noroeste y Cuyana. Estas auditorías fueron realizadas con fecha 31 de diciembre de 2023 y los campos auditados contienen en conjunto de acuerdo con nuestra estimación, 374 millones de boe de reservas comprobadas netas, lo cual representa aproximadamente el 35% del total de nuestras reservas comprobadas netas a esa fecha.

Además, se nos requiere, de conformidad con la Resolución SE N° 324/2006, modificada por la Resolución N° 69/2016 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, que presentemos en forma anual hasta el 31 de marzo de cada año, detalles de nuestras estimaciones de reservas de petróleo y gas natural y recursos ante la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles (“SSHyc”), con la certificación de un auditor externo de reservas. La mencionada certificación y auditoría externa solamente tiene el alcance que se establece en dichas Resoluciones y no deben interpretarse como una certificación o auditoría externa de las reservas de petróleo y de gas natural bajo las normas de la SEC. Hemos presentado el informe correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y las estimaciones de nuestras reservas de petróleo y gas natural presentadas ante la SSHyc son significativamente superiores a las estimaciones de nuestras reservas comprobadas de petróleo y gas natural incluidas en la presente Memoria, debido principalmente a que: (i) la información presentada ante la SSHyc incluye todas las propiedades de las que somos operadores, independientemente del nivel de participación en dichas propiedades; (ii) la información presentada ante la SSHyc incluye otras categorías de reservas y recursos diferentes a las reservas comprobadas que no se incluyen en esta Memoria, el cual contiene solamente estimaciones de reservas comprobadas de acuerdo con la regulación de la SEC y según se menciona en el párrafo precedente; y (iii) la definición de reservas comprobadas en virtud de las Resoluciones N° 69/2016 y 324/2006 es diferente de la definición de “reservas comprobadas de petróleo y gas” establecida en la Norma 4-10(a) de la Regulación S-X de la

SEC. Por ende, todas las estimaciones de reservas comprobadas de petróleo y de gas natural incluidas en esta Memoria reflejan solamente las reservas de petróleo y de gas natural en forma acorde con las normas y requisitos de información de la SEC.

IX. PERSPECTIVAS

Durante 2023 el contexto macroeconómico local estuvo marcado por desbalances macroeconómicos, entre ellos, las altas tasas de inflación que se aceleraron aún más en los últimos meses del año. En este contexto, en 2023 la Sociedad logró gestionar sus operaciones alcanzando las metas propuestas con un plan de inversiones superior a los US\$ 5.600 millones y alcanzando el mayor nivel de procesamiento en sus refinerías desde 2016.

En 2024 mantendremos una estrategia alineada con la visión de ser la empresa integrada de energía líder de Argentina, con foco principalmente en el desarrollo, la producción y el procesamiento eficientes de petróleo y gas natural y la comercialización de hidrocarburos y productos derivados de un modo sustentable, con esfuerzos incrementales en materia de identificación y puesta en ejecución de proyectos destinados a transitar el camino de la transición energética, generando y asegurando rentabilidad y valor de largo plazo para nuestros accionistas, empleados, clientes, proveedores directos e indirectos y, en términos generales, para todo el país teniendo en cuenta el rol de YPF como empresa líder de Argentina.

En este sentido, seguiremos enfocados en nuestros negocios principales e insistiendo en la mejora continua de nuestros procesos y operaciones, preservando la disciplina y prudencia financiera como línea rectora de nuestras decisiones y protegiendo la seguridad de nuestra gente. El contexto probablemente continuará siendo muy desafiante en el marco de la volatilidad de las variables macroeconómicas locales en un año de importantes cambios en el modelo macroeconómico, a partir de la nueva administración electa en las elecciones presidenciales del 19 de noviembre de 2023. En consecuencia, continuaremos trabajando para mitigar la presión sobre los costos debida al contexto de elevada inflación, a la vez que monitoreamos variables clave como el tipo de cambio y el precio internacional del petróleo, entre otros, para administrar la estrategia de precios de venta de nuestros combustibles en el mercado local con el objetivo de mantener una capacidad de generación de caja operativa saludable que nos permita financiar nuestro ambicioso plan de inversiones que apunta a poner en valor nuestros vastos recursos hidrocarburíferos y las oportunidades que tenemos en materia de transición energética.

Durante el 2024 la Sociedad enfocará sus esfuerzos en 4 pilares básicos: (i) foco en lo más rentable acelerando la monetización del petróleo no convencional de Vaca Muerta; (ii) realizar una gestión activa del portafolio para lograr la asignación más eficiente del capital; (iii) aumento de la eficiencia en el Upstream y en el Downstream, eliminando cuellos de botella en la infraestructura para la producción de Vaca Muerta y; (iv) gestionar las tareas que viabilicen el proyecto de GNL a largo plazo.

La Sociedad proyecta un plan de inversiones de aproximadamente US\$ 5.000 millones para el año 2024, siendo el objetivo principal maximizar la rentabilidad del portafolio de proyectos de la Compañía, manteniendo, a su vez, la asignación de recursos de capital al aseguramiento y conservación de las instalaciones existentes. Para Upstream, el plan de inversiones para el año 2024 continúa enfocándose en los campos no convencionales de mayor rentabilidad, mediante la reasignación de recursos desde los campos convencionales, con inversiones significativas en petróleo y destinando recursos a las inversiones en gas natural, en línea con los compromisos asumidos en el Plan GasAr 2020-2024 y Plan GasAr 2023-2028 (véase Nota 35.d.1) a los estados financieros consolidados) potenciadas por la construcción de las obras de evacuación de gas natural ejecutadas por YPF, y en el inicio de la ingeniería básica del proyecto de GNL. En línea con los pilares (i) y (ii) mencionados anteriormente, el 29 de febrero de 2024, el Directorio de YPF, en el marco de la nueva estrategia de la Sociedad de optimizar su portafolio de upstream convencional, y con el objetivo de realizar una asignación eficiente del capital que priorice activos de escala que aporten mayor rentabilidad y resiliencia ante distintos escenarios, aprobó la optimización (mediante cesión o reversión) de ciertos grupos de activos de upstream convencional (campos maduros) que conforman un total de 55 áreas. Este plan es consistente con los nuevos planes de gestión de la Sociedad, que considera que la optimización del portafolio upstream convencional es una de las palancas sobre las cuales se basa la estrategia de YPF, con foco en las actividades e inversiones en campos no convencionales, con el objetivo de maximizar el valor para la Compañía, sus accionistas e inversores. Para Downstream, las inversiones están enfocadas en la adecuación de las refinerías para el procesamiento del petróleo no convencional, en la construcción de las obras de evacuación de petróleo para el abastecimiento de nuestras refinerías y mercados de exportación, y en mejoras de sustentabilidad de mediano y largo plazo, incluyendo la ejecución del proyecto plurianual de nuevas especificaciones de combustibles.

Asimismo, la Sociedad continúa enfocada en la defensa de sus intereses, particularmente en lo referido a aquellas contingencias relevantes (véase Notas 16 y 33 a los estados financieros consolidados). La Sociedad monitorea en forma continua su evolución, el potencial impacto de las mismas en los resultados y la situación financiera del Grupo, como asimismo los cursos de acción a seguir y medidas a adoptar. En particular, el 2 de agosto de 2023, luego del cumplimiento de las condiciones y eventos procesales, las Demandadas YPF realizaron el pago del importe conciliatorio debido bajo el Acuerdo Conciliatorio del Fideicomiso de Liquidación de Maxus, y las desestimaciones y liberaciones en virtud del mismo entraron en vigencia, incluyendo la desestimación de todas las acciones estatales y federales en contra de las Demandadas YPF (véase Nota 33 a los estados financieros intermedios condensados consolidados).

X. PROPUESTA DE ASIGNACIÓN DE RESULTADOS

Según los estados financieros individuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2023, la pérdida neta del ejercicio 2023 es de \$ 1.561.217 millones y las pérdidas acumuladas (resultados no asignados) al 31 de diciembre de 2023 ascendieron a la suma de \$ 1.003.419 millones, los cuales incluyen pérdidas del ejercicio 2023 por \$ 1.561.217 millones, saldos restringidos a la distribución de resultados por \$ 12.040 millones y diferencias de conversión del ejercicio 2023 por \$ 545.758 millones. En función de la política contable en los términos previstos en el apartado 12.c) del artículo 3, Capítulo III, Título IV de la norma de la CNV, se apropiaron las diferencias de conversión del ejercicio 2023 de la cuenta de “Otros Resultados Integrales” a cada uno de los componentes del patrimonio que les dieron origen, tal como se expone en Nota 2.b.10) a los estados financieros consolidados, por lo que resultó necesario apropiarse la suma de \$ 3.518.449 millones correspondientes a las diferencias de conversión del ejercicio 2023 de la cuenta de “Otros Resultados Integrales” al incremento de la reserva para futuros dividendos (\$ 142.371 millones), la reserva para inversiones (\$ 3.354.050 millones) y la reserva para compra de acciones propias (\$ 22.028 millones). Al 31 de diciembre de 2023, el total del patrimonio neto de la Sociedad es positivo y asciende a \$ 7.221.500 millones, no encontrándose la Sociedad alcanzada por las disposiciones del artículo 206 ni del artículo 94 inciso 5 de la LGS.

De acuerdo con el punto 11 de los apartados c) y e) del artículo 3, Capítulo III, Título IV de la norma de la CNV, por nota a los estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2023, se informa que existe una restricción a la distribución de los resultados no asignados por un total de \$ 56.487 millones, el cual se compone de: i) acciones propias en cartera, mientras se mantengan en cartera las acciones propias adquiridas por la Sociedad por un importe equivalente al costo de adquisición de acciones propias por \$ 5.635 millones; (ii) prima de negociación de acciones propias, cuando el saldo de la cuenta de “Prima de Negociación de Acciones Propias” fuera negativo, por el saldo negativo de dicha cuenta por \$ 387 millones; y (iii) las diferencias de conversión apropiadas por \$ 50.465 millones.

El Directorio estima conveniente proponer a la Asamblea de Accionistas, previa deducción de los montos cuya distribución se encuentra restringida conforme al párrafo precedente, es decir la suma de \$ 56.487 millones, lo siguiente:

- (i) Desafectar íntegramente la reserva para futuros dividendos, la reserva para compra de acciones propias y la reserva para inversiones.
- (ii) Absorber las pérdidas acumuladas en resultados no asignados hasta \$ 1.003.419 millones contra los importes correspondientes a las reservas desafectadas.
- (iii) Destinar la suma de \$ 28.745 millones a constituir una reserva para la adquisición de acciones propias, al efecto de otorgar al Directorio la posibilidad de adquirir acciones propias en el momento que considere oportuno para su afectación a los planes de beneficios basado en acciones (de acuerdo con los artículos 64 y 67 de la Ley N° 26.831). Véase “Política de remuneraciones al Directorio y planes de bonificaciones e incentivos”.
- (iv) Destinar la suma de \$ 3.418.972 millones a constituir una reserva para inversiones en los términos del artículo 70, párrafo tercero de la LGS.

Asimismo, el artículo 70 de la LGS establece que debe destinarse a la Reserva Legal no menos del 5% de las ganancias realizadas y líquidas que arroje el resultado del ejercicio hasta que la misma alcance un monto igual al 20% del capital social, hecho que se ha cumplido durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2009. Asimismo, conforme el apartado 12.c) del artículo 3, Capítulo III, Título IV de la norma de la CNV, se informa que en virtud de las diferencias de conversión acumuladas asociadas al capital social y ajuste de capital resultó necesario apropiarse la suma de \$ 495.472 millones correspondientes a las diferencias de conversión del ejercicio 2023 en la cuenta de “Otros Resultados Integrales” al incremento de dicha Reserva.

Entre otros propósitos, la presente Memoria, análisis y explicaciones de la Dirección, tiene por objeto cumplir con la información requerida por artículo 66 de la LGS.

EL DIRECTORIO

Buenos Aires, 6 de marzo de 2024