

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. REMUNERACIONES AL DIRECTORIO Y PLANES DE COMPENSACIONES Y PROGRAMAS 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 2025, que incluyen información comparativa correspondiente a los ejercicios 2024 y 2023 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 del Grupo, 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, “estados financieros”). Dichos estados financieros se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB” por sus siglas en inglés). Véase Nota 2.b.1) a los estados financieros consolidados.

I. CONDICIONES MACROECONÓMICAS

Principales variables

Una parte significativa de nuestros ingresos se derivan de nuestras operaciones en Argentina y, por lo tanto, están sujetos a las condiciones macroeconómicas prevalecientes 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 nuestro negocio, situación patrimonial y financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Las condiciones macroeconómicas de Argentina dependen de múltiples factores: (i) el marco legal y regulatorio (ver Nota 35 a los estados financieros consolidados); (ii) las políticas económicas del Gobierno Nacional, en especial las políticas monetarias y cambiarias; (iii) los niveles de inflación; (iv) las devaluaciones del peso respecto de otras monedas, principalmente del dólar; (v) la balanza comercial; (vi) los precios internacionales de los principales commodities de Argentina; (vii) la deuda pública; (viii) la inversión y el financiamiento interno y externo; entre otros.

Según el Informe Mensual de Estimación de la Actividad Económica publicado en febrero de 2026 por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (“INDEC”), la actividad económica en Argentina en diciembre de 2025 registró una variación positiva de 3,5% respecto de diciembre de 2024; mientras que la variación acumulada de 2025 registró un aumento de 4,4% respecto del año anterior.

En términos de inflación, en los últimos años Argentina ha enfrentado altos índices de inflación hasta febrero de 2024, cuando se observó una desaceleración de las tasas de inflación. Durante 2025 el Índice de Precios al Consumidor (“IPC”) elaborado por el INDEC tuvo un incremento acumulado de 31,5%, mientras que el Índice de Precios Internos Mayoristas (“IPIM”), elaborado por el mismo organismo, presentó un incremento acumulado de 26,2%. Durante 2024, el incremento acumulado del IPC fue de 117,8%, mientras que el IPIM aumentó 67,1%.

En términos de balanza comercial, según los datos publicados por el INDEC en el informe Intercambio Comercial Argentino, el superávit en el saldo de la cuenta comercial de Argentina ascendió a US\$ 11.286 millones durante 2025, mientras que en 2024 se registró un superávit que ascendió a US\$ 18.928 millones. Este menor superávit se explica por un aumento de las importaciones de 24,7%, parcialmente compensado por un aumento de las exportaciones de 9,3%.

En lo que respecta a las condiciones del mercado local en materia cambiaria, el tipo de cambio peso/dólar alcanzó un valor de 1.450,50 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2025, habiéndose incrementado un 40,8% desde su valor de 1.030,50 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2024. La cotización promedio de 2025 ascendió a 1.242,09 pesos por dólar y fue un 35,8% superior al promedio registrado durante 2024 de 914,67 pesos por dólar.

Adicionalmente, el 11 de abril de 2025 el Gobierno Nacional anunció medidas para flexibilizar el régimen cambiario y fortalecer el marco monetario. En virtud de ello, el Banco Central de la República Argentina (“BCRA”) implementó un nuevo régimen cambiario en el que deja sin efecto ciertas restricciones para el acceso al Mercado de Cambios. A continuación, se mencionan las principales medidas: (i) la cotización del dólar en el Mercado de Cambios podrá fluctuar entre un rango mínimo y máximo, eliminando el mecanismo de ajuste “crawling peg”; (ii) se elimina el dólar “blend” (ver Nota 35.j) apartado “Programa Incremento Exportador” a los estados financieros consolidados; (iii) se eliminan ciertas restricciones cambiarias a las personas humanas para la compra de moneda extranjera; (iv) se permite el acceso al Mercado de Cambios sin conformidad previa del BCRA para el pago de dividendos a accionistas no residentes que se devenguen a partir de los ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2025; y (v) se flexibilizan los plazos para el pago de operaciones de comercio exterior, eliminando el cronograma establecido por el BCRA para el acceso al Mercado de Cambios sin conformidad previa para el pago de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023 y de servicios prestados y/o devengados a partir de dicha fecha. Las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional mencionadas precedentemente contarán con un respaldo financiero de un nuevo Servicio de Facilidades Extendidas (“EFF”, por sus siglas en inglés) acordado con el Fondo Monetario Internacional (“FMI”) suscripto en abril de 2025.

El 11 de marzo de 2025, a través del DNU N° 179/2025, el Poder Ejecutivo aprobó celebrar un EFF con el FMI, que fue aprobado por la Cámara de Diputados del Congreso de la Nación el 19 de marzo de 2025.

El 8 de abril y el 11 de abril de 2025 el FMI y el Gobierno Nacional, respectivamente, anunciaron que habían llegado a un acuerdo sobre un programa económico integral que se basa en un EFF con una duración de 4 años por un total de US\$ 20.000 millones, el cual incluye revisiones trimestrales de metas. El acuerdo prevé un desembolso inicial de US\$ 12.000 millones en abril de 2025, un segundo desembolso de US\$ 2.000 millones en junio de 2025 junto con la primera revisión trimestral, un desembolso de US\$ 1.000 millones durante el segundo semestre de 2025 y los restantes desembolsos durante el período de vigencia del acuerdo. El plazo de reembolso de cada desembolso es de 10 años con un plazo de gracia de cuatro años y medio, iniciando en 2026 y concluyendo en 2035. El 15 de abril y el 4 de agosto de 2025 el Gobierno Nacional recibió desembolsos por aproximadamente US\$ 12.000 millones y US\$ 2.000 millones correspondientes al primer y segundo desembolsos, respectivamente.

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 los 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, 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 de precios) no tendrán un impacto adverso en nuestra capacidad de mantener dicha relación ante la volatilidad e incertidumbre en los precios internacionales del petróleo y sus derivados y las fluctuaciones en el valor del peso.

Durante 2025 las entregas de petróleo en el mercado local fueron negociadas entre empresas productoras y refinadoras. El precio del barril de petróleo Brent promedió US\$ 68,2 en 2025 (una disminución de 14,5% respecto del promedio de 2024). Para los crudos Medano y Escalante, los precios promedio por barril fueron de US\$ 62,8 y US\$ 63,6, respectivamente, para 2025, en comparación con los precios promedio por barril de US\$ 68,9 y US\$ 72,7, respectivamente, para 2024.

En cuanto al gas natural, en el mercado local, rigen precios principalmente relacionados con programas de incentivos a la producción en Argentina establecidos por el Gobierno Nacional.

II. CONSIDERACIONES GENERALES

Composición accionaria de la Sociedad

Al 31 de diciembre de 2025 su capital social estaba representado por 393.312.793 acciones ordinarias, escriturales, divididas en cuatro clases de acciones (A, B, C y D) de valor nominal \$ 10 con derecho a 1 voto por acción totalmente suscripto, integrado y autorizado a la oferta pública.

A continuación, se detallan las tenencias accionarias del capital social de la Sociedad:

	Cantidad de acciones	(%)
Accionistas Clase D:		
Estado Nacional - Ministerio de Economía - Secretaría de Energía ⁽¹⁾	200.589.525	51,000%
Floating ⁽²⁾	192.671.458	48,987%
Accionistas Clase A:		
Estado Nacional - Ministerio de Economía - Secretaría de Energía	3.764	0,001%
Accionistas Clase B:		
Estados Provinciales	7.624	0,002%
Accionistas Clase C:		
Fondo para empleados ⁽³⁾	40.422	0,010%

(1) La Ley N° 26.741 dispuso la expropiación del 51% del capital social de YPF S.A. representado por una participación idéntica de acciones de clase D propiedad, directa o indirectamente, de Repsol. Ver Nota 30 a los estados financieros individuales de la Sociedad.

(2) BYMA y NYSE.

(3) Fondo para empleados (Programa de Propiedad Participada o "PPP") establecido por el gobierno argentino en 1991 en el proceso de privatización.

Presentación de los estados financieros consolidados del Grupo

Los estados financieros consolidados del Grupo se presentan de acuerdo con las NIIF emitidas por el IASB y con las Normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”).

A partir del presente ejercicio, como consecuencia de los cambios de estructura organizativa en los que se creó la Vicepresidencia de Nuevas Energías y se reformuló la Vicepresidencia de Gas y Energía como Vicepresidencia de LNG y Gas Integrado y la Vicepresidencia de Downstream como Vicepresidencia de Midstream y Downstream, se fue determinando el ámbito completo de gestión de estas nuevas unidades de negocio. Con fecha 1 de enero de 2025, dichos cambios organizacionales derivaron en una modificación de la composición de los segmentos de negocio consistente con la manera en cómo la máxima autoridad en la toma de decisiones asigna recursos y evalúa el rendimiento de dichos segmentos de negocio, creándose el segmento de negocio de Nuevas Energías y readecuando la composición y definición de los negocios del resto de los segmentos de negocio.

La estructura de los segmentos de negocio del Grupo, definida teniendo en cuenta los criterios establecidos por la NIIF 8 “Segmentos de operación”, está organizada de la siguiente manera:

1. Upstream

El segmento de negocio de Upstream desarrolla todas las actividades relativas a la exploración y explotación de yacimientos y a la producción de petróleo y gas natural.

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

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

2. Midstream y Downstream

El segmento de negocio de Midstream y Downstream desarrolla actividades relativas a: (i) la refinación, transporte y comercialización de productos refinados; (ii) la producción, transporte y comercialización de productos petroquímicos; (iii) el transporte y la comercialización de petróleo; y (iv) la comercialización de especialidades para la agroindustria y de granos y sus subproductos.

Con fecha 1 de enero de 2025, como consecuencia de los cambios organizacionales descriptos precedentemente, los activos relacionados con el transporte de gas natural, el acondicionamiento y procesamiento del gas natural retenido en planta para la separación y fraccionamiento de gasolina, propano y butano, el almacenamiento del gas natural producido, y la operación comercial y técnica de la terminal de regasificación de GNL en Escobar, incluidos previamente en el segmento de negocio de Gas y Energía, se agruparon en este segmento de negocio.

Obtiene sus ingresos principalmente por la comercialización de petróleo, productos refinados, productos petroquímicos y especialidades para la agroindustria y granos y sus subproductos, a través de los negocios B2C (Retail), Redes Comerciales, Industrias, Transporte, Aviación, Agro, Lubricantes y Especialidades, GLP, Química, Comercio Internacional y Transporte y Ventas a Compañías. Adicionalmente, obtiene ingresos por las operaciones de midstream oil, midstream gas y almacenamiento de gas natural y la prestación de servicios de regasificación de GNL.

Incurrir en todos los gastos relativos a las actividades antes mencionadas, incluyendo la compra de: (i) petróleo al segmento de negocio de Upstream y a terceros; (ii) gas natural para ser consumido en los complejos industriales de refinación y petroquímica al segmento de negocio de LNG y Gas Integrado; y (iii) gas natural retenido en planta al segmento de negocio de Upstream.

3. LNG y Gas Integrado

El segmento de negocio de LNG y Gas Integrado desarrolla actividades relativas a: (i) el transporte y la comercialización de gas natural a terceros y al segmento de negocio de Midstream y Downstream; (ii) la separación de líquidos de gas natural y su fraccionamiento, almacenaje y transporte para la producción de etano, propano, butano y gasolina, y su comercialización, a través de nuestra inversión en el negocio conjunto Compañía Mega S.A. (“Mega”); y (iii) el desarrollo de capacidad de GNL.

Con fecha 1 de enero de 2025, como consecuencia de los cambios organizacionales descriptos precedentemente, los activos relacionados con el transporte de gas natural, el acondicionamiento y procesamiento del gas natural retenido en planta para la separación y fraccionamiento de gasolina, propano y butano, el almacenamiento del gas natural producido, y la operación comercial y técnica de la terminal de regasificación de GNL en Escobar, incluidos previamente en el segmento de negocio de Gas y Energía, se agruparon en el segmento de negocio de Midstream y Downstream. Asimismo, los activos relacionados con la distribución de gas natural a través de nuestra subsidiaria Metrogas S.A. (“Metrogas”) y la generación de energía eléctrica térmica convencional y energía renovable a través de nuestros negocios conjuntos YPF Energía Eléctrica S.A. (“YPF EE”) y CT Barragán S.A. (“CT Barragán”), incluidos previamente en el segmento de negocio de Gas y Energía, se agruparon en el segmento de negocio de Nuevas Energías.

Obtiene sus ingresos principalmente por la venta de gas natural como productores a terceros y a los segmentos de negocio de Midstream y Downstream y de Nuevas Energías a través de nuestra subsidiaria Metrogas.

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

4. Nuevas Energías

Con fecha 1 de enero de 2025, como consecuencia de los cambios organizacionales descriptos precedentemente, se creó la Vicepresidencia de Nuevas Energías y durante el presente ejercicio se fue determinando el ámbito completo de gestión de esta nueva unidad de negocio. A dicha fecha, los activos relacionados con la distribución de gas natural a través de nuestra subsidiaria Metrogas y la generación de energía eléctrica térmica convencional y energía renovable a través de nuestros negocios conjuntos YPF EE y CT Barragán, incluidos previamente en el segmento de negocio de Gas y Energía, se asignaron a este segmento de negocio. Adicionalmente, los activos relacionados con la provisión de servicios de investigación y desarrollo de tecnología aplicada a la industria hidrocarburífera a través de nuestra subsidiaria YPF Tecnología S.A. ("Y-TEC"), incluidos previamente en Administración Central y Otros, se asignaron a este segmento de negocio.

El segmento de negocio de Nuevas Energías desarrolla actividades relativas a: (i) la definición y el desarrollo del portafolio de nuevas energías; (ii) la definición y el desarrollo de programas de sustentabilidad y transiciones energéticas; (iii) la distribución de gas natural a través de nuestra subsidiaria Metrogas; y (iv) la provisión de servicios de investigación y desarrollo de tecnología aplicada a la industria hidrocarburífera a través de nuestra subsidiaria Y-TEC. Asimismo, a través de nuestras inversiones en los negocios conjuntos YPF EE y CT Barragán, desarrolla actividades relativas a la generación de energía eléctrica térmica convencional y energía renovable.

Obtiene sus ingresos principalmente por la venta de gas natural a terceros a través de nuestra subsidiaria Metrogas.

Incurre en todos los gastos relativos a las actividades antes mencionadas, incluyendo la compra de gas natural al segmento de negocio de LNG y Gas Integrado a través de nuestra subsidiaria Metrogas.

5. 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 ingresos, gastos y activos relacionados con: (i) la administración central; (ii) la producción de arena de fractura para la perforación y fractura de pozos; (iii) las actividades de construcción a través de nuestra subsidiaria A-Evangelista S.A. ("AESA"); y (iv) los servicios de desarrollo y soluciones digitales a través de nuestra subsidiaria YPF Digital S.A.U.

Adicionalmente, con fecha 1 de enero de 2025, como consecuencia de los cambios organizacionales descriptos precedentemente, los activos relacionados con la provisión de servicios de investigación y desarrollo de tecnología aplicada a la industria hidrocarburífera a través de nuestra subsidiaria Y-TEC, incluidos previamente en Administración Central y Otros, se asignaron al segmento de negocio de Nuevas Energías.

III. INFORMACIÓN OPERATIVA Y FINANCIERA

Producción de petróleo y gas

El siguiente cuadro presenta, para los períodos indicados, la información consolidada relativa a la producción de petróleo y gas natural:

		Ejercicios finalizados al 31 de diciembre de		
		2025	2024	2023
Producción de petróleo y condensados	millones de barriles	93	94	89
Producción de líquidos de gas natural	millones de barriles	16	16	16
Producción de gas natural	miles de millones de pies cúbicos	467	484	467
Producción total	millones de barriles de petróleo equivalentes ("boe")	192	196	187

Año 2025 vs Año 2024

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 a los estados financieros consolidados, dichas explicaciones se realizan en dólares (ver Nota 5 a los estados financieros consolidados).

Durante 2025 la ganancia operativa del Grupo fue de US\$ 1.740 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 1.480 millones durante 2024. Esto representa un incremento de la ganancia operativa de US\$ 260 millones (17,6%), explicada por:

- Menores costos por US\$ 562 millones (4,0%), debido a menores costos de producción (US\$ 746 millones) principalmente producto de la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros, parcialmente compensados por mayores compras (US\$ 217 millones), impulsadas principalmente por un incremento de volúmenes de petróleo comprados a terceros producto de la venta de los activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros. Ver Nota 11.a) a los estados financieros consolidados.
- Menores gastos por US\$ 173 millones (5,4%), debido a:
 - Menores gastos de exploración por US\$ 123 millones, principalmente por menores cargos de perforaciones exploratorias improductivas.
 - Menores gastos de comercialización por US\$ 44 millones, principalmente por menores cargos de impuestos, tasas y contribuciones y de deudores de cobro dudoso.
 - Menores gastos de administración por US\$ 6 millones.
- Una variación positiva por US\$ 279 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por el resultado por venta de sociedades, por el resultado por venta de activos principalmente relacionados con el Proyecto Campos Maduros y por menores cargos de provisión por optimizaciones operativas, parcialmente compensados por mayores cargos de provisión para materiales y equipos obsoletos, por el resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta y por menores ingresos del Programa Incremento Exportador. Ver Notas 3 apartado "Venta de la participación en Profertil", 11.a), 28 y 35.j) apartado "Programa Incremento Exportador" a los estados financieros consolidados.
- Un recupero de deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 4 millones durante 2025, en comparación con un cargo por deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 87 millones 2024 (ver Nota 8 a los estados financieros consolidados).
- Parcialmente compensados por menores ingresos en el mercado local por US\$ 709 millones (4,3%), principalmente por menores precios de venta de combustibles y menores precios y volúmenes de venta de gas natural como distribuidores, de petroquímicos y de lubricantes y derivados, parcialmente compensados por mayores volúmenes de venta de combustibles, mayores volúmenes y precios de venta de arena para la fractura de pozos y mayores volúmenes de venta de gas natural como productores.
- Menores ingresos en el mercado externo por US\$ 136 millones (4,7%), principalmente por menores volúmenes y precios de venta de jet fuel, de GLP, de gas natural como distribuidores, de gasoil y de naftas y por menores precios de venta de lubricantes y derivados, parcialmente compensados por mayores volúmenes de venta de granos y harinas y de nafta virgen.

Los resultados financieros, netos del Grupo durante 2025 fueron una pérdida de US\$ 952 millones (\$ 1.081.660 millones), en comparación con la pérdida de US\$ 856 millones (\$ 684.718 millones) durante 2024. Ver Nota 29 a los estados financieros consolidados.

El cargo por impuesto a las ganancias del Grupo correspondiente a 2025 fue una pérdida de US\$ 1.709 millones (\$ 2.394.827 millones), en comparación con la ganancia de US\$ 1.373 millones (\$ 1.291.960 millones) durante 2024. Ver Notas 2.d) y 18 a los estados financieros consolidados.

El resultado neto del Grupo correspondiente a 2025 fue una pérdida de US\$ 799 millones (\$ 1.048.272 millones), en comparación con una ganancia de US\$ 2.393 millones (\$ 2.122.815 millones) durante 2024.

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

Upstream

Durante 2025 la producción diaria de hidrocarburos disminuyó un 1,7% respecto a 2024, alcanzando 527 mil boe/día.

La producción diaria de petróleo disminuyó un 0,8% en 2025 respecto a 2024, promediando 255 mil bbl/día, mientras que la producción diaria de gas natural disminuyó un 3,2% respecto a 2024, promediando 36,2 Mm³/día. Estas disminuciones se dieron como resultado de la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros (ver Nota 11.a) a los estados financieros consolidados), mayormente compensadas por el crecimiento de la producción no convencional de petróleo por 34,6% y de gas natural por 13,7%.

Asimismo, la producción diaria de NGLs aumentó un 1,4% en 2025 respecto a 2024. Este aumento se explica principalmente por: (i) el paro programado de la planta de separación y fraccionamiento de Mega realizado en 2024; y (ii) el mayor procesamiento de gas rico en las plantas turboexpander Loma Negra y turboexpander Randall que permitió un mayor recupero de NGLs, potenciado por condiciones operativas estables y mejoras en la eficiencia de dichas plantas.

Durante 2025 la ganancia operativa del segmento de Upstream fue de US\$ 410 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 515 millones durante 2024. Esto representa una disminución de la ganancia operativa de US\$ 105 millones (20,4%), explicado por:

- Menores ingresos por US\$ 700 millones (8,5%), principalmente por (i) menores precios de venta de petróleo (11,9%), parcialmente compensados por mayores volúmenes transferidos y vendidos (0,5%) al segmento de Midstream y Downstream y a terceros, y (ii) menores precios de venta de gas natural (2,9%), parcialmente compensados por mayores volúmenes transferidos y vendidos (5,1%) al segmento de LNG y Gas Integrado y a terceros.
- Una variación negativa por US\$ 94 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por mayores cargos de provisión para materiales y equipos obsoletos, principalmente relacionados con el Proyecto Campos Maduros y por el resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta, parcialmente compensados por el resultado por venta de activos y por menores cargos de provisión por optimizaciones operativas. Ver Notas 11.a) y 28 a los estados financieros consolidados.
- Parcialmente compensados por menores costos y gastos por US\$ 610 millones (8,6%), debido a:
 - Menores costos de extracción ("lifting cost") por US\$ 838 millones (27,3%), principalmente por la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros (ver Nota 11.a) a los estados financieros consolidados).
 - Menores gastos de exploración por US\$ 123 millones (51,5%), principalmente por menores cargos de perforaciones exploratorias improductivas.
 - Menores costos relacionados con regalías y otros cargos asociados a la producción de petróleo y de gas natural por US\$ 137 millones (12,7%), debido principalmente a un menor valor en boca de pozo de petróleo.
 - Parcialmente compensados por mayores cargos de depreciaciones de propiedades, planta y equipo por US\$ 390 millones (21,6%), debido principalmente a una mayor base depreciable por: (i) la puesta en producción de pozos de hidrocarburos; (ii) el inicio de depreciaciones de activos que declararon reservas; (iii) la puesta en marcha de una planta de procesamiento de gas natural; y (iv) el inicio de depreciaciones de un área adquirida, parcialmente compensados por menores amortizaciones derivadas de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros clasificados como mantenidos para la venta a fin del primer trimestre de 2024 (ver Nota 11.a) a los estados financieros consolidados).
 - Mayores cargos de otros costos y gastos por US\$ 98 millones (11,3%), principalmente por una variación negativa de la variación de existencias de petróleo producto de la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros (ver Nota 11.a) a los estados financieros consolidados).
- Un cargo por deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 79 millones reconocido en 2024 (ver Nota 8 a los estados financieros consolidados).

Midstream y Downstream

Durante 2025 los niveles de procesamiento de nuestras refinerías promediaron 320 mil bbl/día, un 6,5% superior a los niveles de procesamiento de 2024. Este aumento se explica principalmente por: (i) los spreads de precios de combustibles que permitieron la sustitución de importaciones; (ii) un mayor procesamiento en la Refinería La Plata producto de la eliminación de los cuellos de botella debido a las mejoras en el mix de los productos elaborados y de una gestión más eficiente de los paros de planta programados; (iii) un mayor procesamiento en la Refinería Luján de Cuyo debido a la menor incidencia de los paros de planta en 2025 en comparación con los paros de planta de 2024; y (iv) un mayor procesamiento en la Refinería Plaza Huincul producto del incremento de la producción de petróleo no convencional, lo que incrementó significativamente la producción de gasoil y jet fuel; todo ello permitió alcanzar un récord de procesamiento y producción de combustibles histórico en comparación con los niveles de 2010.

En 2025 se obtuvo una mayor producción de jet fuel por 17,1%, de naftas por 6,5% y de gasoil por 3,7%, en comparación con 2024.

Durante 2025 la ganancia operativa del segmento de Midstream y Downstream fue de US\$ 1.167 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 1.356 millones durante 2024. Esto representa una disminución de la ganancia operativa de US\$ 189 millones (13,9%), explicada por:

- Menores ingresos en el mercado local por US\$ 568 millones (4,3%), explicados por:
 - Menores ventas de combustibles a terceros por US\$ 484 millones, principalmente por menores precios de venta de gasoil (8,5%) y de naftas (5,5%), parcialmente compensados por mayores volúmenes de venta de naftas (4,0%) y de gasoil (2,3%).

- Menores ventas de otros productos por US\$ 84 millones, principalmente por menores volúmenes y precios de venta de petroquímicos y de lubricantes y derivados, por menores volúmenes de venta de harinas y granos, parcialmente compensados por mayores ingresos relacionados con la operatoria de midstream gas (transporte y acondicionamiento de gas natural) y de midstream oil con el segmento de Upstream y con terceros.
- Menores ingresos en el mercado externo por US\$ 117 millones (4,2%), principalmente por menores volúmenes y precios de venta de jet fuel y de gasoil y por menores precios de venta de lubricantes y derivados, parcialmente compensados por mayores volúmenes de venta de harinas y granos.
- Parcialmente compensados por menores costos y gastos por US\$ 488 millones (3,3%), explicados por:
 - Una disminución en las compras de materias primas y productos de reventa por US\$ 575 millones (5,4%), principalmente explicada por menores precios de compra de petróleo al segmento de Upstream y a terceros y por menores volúmenes de compra de jet fuel, parcialmente compensados por mayores volúmenes de compra de petróleo a terceros.
 - Menores cargos de otros costos y gastos por US\$ 24 millones (1,2%), principalmente debido a menores cargos de impuestos, tasas y contribuciones, compensados por mayores cargos de depreciaciones de propiedades, planta y equipo.
 - Un aumento de los costos de downstream por US\$ 24 millones (1,1%), principalmente por un mayor nivel de procesamiento, parcialmente compensado por mayores eficiencias operativas.
 - Una variación de existencias negativa en 2025 de US\$ 112 millones en comparación con una variación de existencias negativa en 2024 de US\$ 25 millones, explicada por el récord de procesamiento y producción de nuestras refinerías.
- Un menor cargo por deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 3 millones reconocido en 2024.
- Una variación positiva por US\$ 5 millones en otros resultados operativos, netos.

LNG y Gas Integrado

Durante 2025 la pérdida operativa del segmento de LNG y Gas Integrado fue de US\$ 8 millones, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 49 millones durante 2024. Esto representa una disminución de la pérdida operativa de US\$ 41 millones (83,7%), explicada por:

- Mayores ingresos por US\$ 38 millones (2,0%), principalmente por mayores volúmenes de venta de gas natural a terceros como productores, parcialmente compensados por menores precios y volúmenes de venta de gas natural como distribuidores de nuestra subsidiaria YPF Chile S.A.
- Menores costos y gastos por US\$ 9 millones (0,5%), debido a:
 - Menores cargos de otros costos y gastos por US\$ 48 millones (33,3%), principalmente por el cargo por la desvalorización de créditos por ventas relacionados con montos adeudados por Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. ("CAMMESA") y por la Secretaría de Energía ("SE") reconocidos en 2024.
 - Parcialmente compensados por mayores volúmenes de compra de gas natural como productores por US\$ 39 millones (2,1%), a terceros y a los segmentos de Upstream y de Midstream y Downstream.
- Parcialmente compensados por una variación negativa por US\$ 6 millones en otros resultados operativos, netos.

Nuevas Energías

Durante 2025 la ganancia operativa del segmento de Nuevas Energías fue de US\$ 432 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 106 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa un incremento de la ganancia operativa de US\$ 326 millones (307,5%), explicado por:

- Menores costos y gastos por US\$ 38 millones (4,8%), debido a:
 - Menores compras de nuestra subsidiaria Metrogas por US\$ 36 millones, debido a menores precios y volúmenes de compra de gas natural, parcialmente compensados por mayores compras de servicios de transporte.
 - Menores cargos de otros costos y gastos por US\$ 2 millones.
- Una variación positiva por US\$ 340 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por el resultado por venta de sociedades. Ver Nota 3 apartado "Venta de la participación en Profertil" a los estados financieros consolidados.
- Un recupero de deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 4 millones principalmente de nuestra subsidiaria Metrogas en 2025, en comparación con un cargo por deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios de nuestra subsidiaria Y-TEC por US\$ 5 millones en 2024.
- Parcialmente compensados por menores ingresos por US\$ 61 millones (6,7%), debido principalmente a nuestra subsidiaria Metrogas por menores volúmenes de venta de gas natural al segmento minorista y grandes clientes, parcialmente compensados por mayores ingresos por servicios de transporte y distribución.

Administración Central y Otros

Durante 2025 la pérdida operativa de Administración Central y Otros ascendió a US\$ 336 millones, lo que representó un incremento de la pérdida operativa de US\$ 4 millones (1,2%), en comparación con la pérdida operativa de US\$ 332 millones en 2024, debido principalmente a mayores costos y gastos y menores ingresos de construcción de nuestra subsidiaria AESA, parcialmente compensados por mayores ingresos de la Sociedad, principalmente de arena para la fractura de pozos con terceros y con el segmento de Upstream.

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 Midstream y Downstream y de LNG y Gas Integrado, respectivamente, y (ii) las ventas de gas natural del segmento de LNG y Gas Integrado a los segmentos de Midstream y Downstream y de Nuevas Energías.

Los ajustes de consolidación durante 2025, 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\$ 75 millones comparado con un importe negativo de US\$ 116 millones en 2024. En ambos ejercicios los precios de transferencia reflejan las variaciones de los precios de mercado.

Principales variaciones en activos y pasivos

Al 31 de diciembre de 2025, el activo del Grupo alcanzó los \$ 42.703.377 millones, lo que representó un incremento de 41,0% con respecto al saldo al 31 de diciembre de 2024.

El activo no corriente, que totalizó un valor de \$ 33.306.067 millones, presenta un aumento de 43,0%, respecto al año anterior, explicado principalmente por un incremento en el rubro de propiedades, planta y equipo de \$ 8.375.131 millones, debido fundamentalmente a la apreciación en \$ 7.789.767 millones considerando su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad, a las altas durante 2025 por \$ 6.311.734 millones y al aumento por combinaciones de negocios por \$ 534.904 millones; compensados parcialmente por las depreciaciones de propiedades, planta y equipo por \$ 3.723.031 millones y la reclasificación de activos relacionados con el "Proyecto Campos Maduros" al rubro de activos mantenidos para la venta por \$ 1.411.790 millones (el cual incluye \$ 7.104.525 millones y \$ 5.692.735 millones de costos y depreciación acumulada, respectivamente).

Las principales inversiones realizadas en el segmento de Upstream durante 2025 se corresponden con la decisión estratégica de concentrar los recursos de la Sociedad en la formación Vaca Muerta. En este sentido, se continúan priorizando los desarrollos de shale oil, con especial foco en los bloques La Angostura Sur I y II y en los bloques Loma Campana, La Amarga Chica, Bandurria Sur y Aguada del Chañar ("hub core").

Asimismo, se continuó con el desarrollo de gas natural realizando inversiones en shale gas, en los bloques La Calera, Aguada Pichana Oeste y Aguada de la Arena.

En lo relativo al petróleo convencional, continuó ejecutándose el Proyecto Campos Maduros, concretándose en 2025 la salida de las áreas convencionales en la Provincia de Santa Cruz, como así también en las Provincias de Chubut, Mendoza, Río Negro y Neuquén. Ver Nota 11.a) a los estados financieros consolidados.

Durante 2025 las inversiones en el segmento Midstream y Downstream se concentraron en el fortalecimiento de la infraestructura necesaria para acompañar el crecimiento de la producción de petróleo no convencional de la formación Vaca Muerta, en la adecuación de las instalaciones de refinación para un procesamiento eficiente y en la continuidad de los proyectos destinados al cumplimiento de las nuevas especificaciones de combustibles.

En relación con las inversiones para la evacuación de petróleo no convencional, en el segundo trimestre de 2025 inició la operación del oleoducto Vaca Muerta Oil Centro ("VMOC") con una capacidad de 60.000 m³/d, que conecta el hub core (área central de la formación Vaca Muerta con el desarrollo petrolero más avanzado de la formación, integrado por los bloques Loma Campana, La Amarga Chica, Bandurria Sur y Aguada del Chañar) con la localidad de Allen, en la Provincia de Río Negro. La puesta en marcha del oleoducto VMOC habilitó capacidad adicional de evacuación para el sistema de transporte de Oleoductos del Valle S.A., permitiendo un mejor y mayor flujo para el abastecimiento del Complejo Industrial La Plata y para la exportación. El oleoducto Vaca Muerta Oil Sur ("VMOS"), el cual continúa en construcción, con destino exclusivo a exportación, fortalecerá la integración logística y la capacidad de evacuación desde la cuenca Neuquina hacia la costa atlántica de la producción incremental de petróleo no convencional de la formación Vaca Muerta.

En relación con las inversiones para la refinación de petróleo, durante 2025, se continuó avanzando con las inversiones relacionadas con la adecuación de las instalaciones para el tratamiento del petróleo proveniente de la formación Vaca Muerta. Adicionalmente, en el Complejo Industrial Luján de Cuyo se profundizaron las tareas de revamping de la unidad Topping III, que permitirá incrementar el procesamiento de petróleos livianos. Asimismo, en el Complejo Industrial Plaza Huincul, durante el primer trimestre de 2025, se puso en marcha una nueva planta estabilizadora de naftas y un nuevo horno, lo que permitió el procesamiento de mayores volúmenes de petróleo no convencional incrementando en un 25% el procesamiento de dicho Complejo Industrial con un 96% de petróleo no convencional en el mix de crudos.

¹ Incluidos dentro de Ajustes de consolidación. Ver Nota 5 a los estados financieros consolidados.

Respecto de las inversiones relacionadas con las nuevas especificaciones de combustibles, durante 2025, se continuó avanzando con las obras que tienen por objetivo reducir el contenido de azufre en gasoil, establecido por la Resolución SE N° 576/2019, modificada por la Resolución SE N° 492/2023. En el Complejo Industrial Luján de Cuyo avanzaron los proyectos para la mejora de la calidad del gasoil, que incluyen la construcción de una nueva unidad de hidrosulfuración, una nueva unidad generadora de hidrógeno y el revamping de la actual unidad de hidrosulfuración, cuya puesta en marcha está prevista para el primer semestre de 2026.

Durante 2025, en el área de Logística, se continuó con el plan de inversiones orientado a preservar la integridad y confiabilidad de las operaciones. Estas inversiones incluyeron el recambio y mantenimiento de ductos, permitiendo aumentar la presión máxima de operación admisible en tramos transcendentales y, en consecuencia, en la capacidad de transporte. En este sentido, se iniciaron las obras de una nueva estación de bombeo en Río Tercero, en la Provincia de Córdoba, que permitirá ampliar la capacidad de evacuación del Complejo Industrial Luján de Cuyo a través del poliducto Villa Mercedes - Montecristo, cuya puesta en marcha está prevista para el segundo trimestre de 2026. Adicionalmente, en el marco del plan de continuidad anual, se avanzó con el mantenimiento de tanques en diversas terminales de despacho del país.

En el área Comercial, durante 2025, se continuó con el proyecto de puesta en valor y renovación de la imagen de la red de estaciones de servicio, que permitió la renovación de la imagen de 359 estaciones de servicio de YPF. Asimismo, destaca la implementación del modelo de autodespacho de combustibles en estaciones de servicio.

En materia de transformación digital y excelencia operacional, se inauguraron 5 salas de Real Time Intelligence Centers ("Centros de Inteligencia en Tiempo Real" o "RTIC") en los Complejos Industriales La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincul, así como en las áreas de Logística y Comercial, permitiendo transformar datos en decisiones, incrementando la eficiencia, la rentabilidad y la productividad mediante el monitoreo y la optimización en tiempo real de las operaciones. Adicionalmente, se inauguraron 2 Real Time Operations Rooms ("Salas de Operaciones en Tiempo Real" o "RTOR"), una en el Complejo Industrial La Plata y otra en el Complejo Industrial Plaza Huincul, que centralizan y digitalizan la operación integral de las refinerías, conectándose directamente con los RTIC y marcando un cambio de paradigma en el modelo operativo de YPF.

Por último, como parte de la construcción de la red bifásica para la evacuación del gas natural asociado proveniente de la zona norte de la formación Vaca Muerta, durante 2025, se continuó con la construcción de un gasoducto de 75 kilómetros y 16 pulgadas de diámetro, con una capacidad de 4,5 Mm³/d hacia el Complejo Industrial El Portón ("CIEP"), que permitirá el procesamiento de dicho gas natural asociado en el CIEP, donde actualmente existen varias plantas criogénicas y de compresión para su tratamiento.

Durante 2025, las inversiones en el segmento de LNG y Gas Integrado se concentraron en estudios para el desarrollo de la capacidad de GNL.

Las principales inversiones realizadas en el segmento de Nuevas Energías, durante 2025, se dieron en relación con el mercado eléctrico. Nuestro negocio conjunto YPF EE continuó con la construcción del Parque Eólico CASA, ubicado en la localidad de Olavarría, en la Provincia de Buenos Aires, el cual tendrá una potencia instalada de hasta 63 MW y una puesta en marcha estipulada para el primer trimestre de 2026, y con la construcción del Parque Solar El Quemado, ubicado en la Provincia de Mendoza, cuya potencia instalada será de 305 MW y una fecha de puesta en marcha durante el primer semestre de 2026.

El activo corriente, que totalizó un valor de \$ 9.397.310 millones, presenta un aumento de 34,2% respecto al año anterior, explicado principalmente por un incremento en los rubros de otros créditos (\$ 1.111.890 millones), créditos por ventas (\$ 730.958 millones) e inventarios (\$ 504.924 millones) (ver Notas 26 y 27 a los estados financieros consolidados), originado fundamentalmente por la apreciación de los saldos denominados en dólares en cada uno de los rubros y particularmente en el rubro de otros créditos por el crédito que el Grupo mantiene con Agro Inversora Argentina S.A. por la venta de su participación en Profertil S.A. y por el crédito por la cesión de la concesión de explotación "Aguada del Chañar".

Al 31 de diciembre de 2025, el pasivo del Grupo totalizó \$ 26.684.394 millones, lo que representó un incremento de 47,8% respecto al año anterior.

El pasivo no corriente, que totalizó \$ 15.886.668 millones, tuvo un aumento de 74,3% respecto al año anterior, explicado principalmente por un incremento en el rubro de préstamos por \$ 4.682.133 millones, fundamentalmente debido a la apreciación de los préstamos denominados en dólares como así también debido a la emisión de obligaciones negociables durante 2025 con el objetivo de cubrir necesidades de financiamiento, y en el rubro de impuesto a las ganancias a pagar por \$ 1.201.618 millones debido a la adhesión al régimen de facilidades de pago asociado al cómputo de quebrantos.

El pasivo corriente, que totalizó \$ 10.797.726 millones, tuvo un aumento de 20,8% respecto al año anterior, explicado principalmente por un incremento en el rubro de préstamos (\$ 1.450.251 millones) y de cuentas por pagar (\$ 279.254 millones) fundamentalmente debido a la apreciación de los saldos denominados en dólares en cada rubro.

Liquidez y recursos de capital

Actividades operativas:

	2025	2024
Resultado neto	(1.048.272)	2.122.815
<i>Ajustes para conciliar el resultado neto con el efectivo generado por las actividades operativas:</i>		
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(149.044)	(358.335)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	3.554.894	2.260.099
Amortización de activos intangibles	80.572	42.144
Depreciación de activos por derecho de uso	355.000	247.871
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	886.870	580.176
Cargo por impuesto a las ganancias	2.394.827	(1.291.960)
Aumento neto de provisiones	1.021.827	697.376
(Recupero) / Deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios	(5.742)	87.902
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	902.156	569.610
Planes de beneficios basados en acciones	18.875	6.776
Resultado por venta de activos	(249.720)	(6.611)
Resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta	517.862	272.804
Resultado por revaluación de sociedades	(52.934)	-
Resultado por venta de sociedades	(485.729)	-
Otros ingresos por seguros	-	(5.153)
<i>Cambios en activos y pasivos:</i>		
Créditos por ventas	(386.442)	(566.293)
Otros créditos	(507.060)	(486.615)
Inventarios	127.269	118.165
Cuentas por pagar	(366.577)	671.317
Cargas fiscales	57.632	105.230
Remuneraciones y cargas sociales	91.804	267.307
Otros pasivos	(331.796)	227.614
Disminución de provisiones por pago/utilización	(203.259)	(163.494)
Activos de contratos	26.685	(23.463)
Pasivos de contratos	152.558	95.882
Dividendos cobrados	264.886	154.103
Cobros de seguros por pérdida de beneficio	5.372	-
Pagos de impuesto a las ganancias	(191.474)	(26.119)
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	6.481.040	5.599.148

Actividades de inversión:

Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(6.391.575)	(5.138.965)
Altas de activos mantenidos para la venta	(47.578)	(246.755)
Aportes y adquisiciones en inversiones en asociadas y negocios conjuntos	(94.374)	(30)
Adquisiciones por combinaciones de negocios neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(981.669)	-
Cobros por ventas de activos financieros	255.787	215.512
Pagos por adquisición de activos financieros	(97.954)	(224.676)
Intereses cobrados de activos financieros	5.122	28.879
Cobros por concesiones, acuerdos de cesión y venta de activos	292.557	136.998
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(7.059.684)	(5.229.037)

Actividades de financiación:

Pagos de préstamos	(3.555.040)	(1.908.219)
Pagos de intereses	(820.364)	(645.077)
Préstamos obtenidos	5.427.949	2.668.015
Adelantos en cuenta corriente, netos	4.719	(45.095)
Recompra de acciones propias	(14.032)	-
Pagos por arrendamientos	(501.810)	(360.180)
Pagos de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(14.638)	(3.103)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	526.784	(293.659)

Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo

Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo

Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	1.151.868	905.956
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	1.352.703	1.151.868
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	200.835	245.912

Operaciones con sociedades relacionadas

Durante 2025 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 35 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. REMUNERACIONES AL DIRECTORIO Y PLANES DE COMPENSACIONES Y PROGRAMAS 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 remuneración de los miembros del Directorio requiere de la aprobación de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas.

El 30 de abril de 2025, 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 2025 por hasta la suma de \$ 11.096.174.942. Los honorarios asignados al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora durante el ejercicio 2025 serán puestos a consideración de la Asamblea de Accionistas que considerará los estados financieros del referido ejercicio.

Planes de compensaciones y programas de bonificaciones e incentivos

La política de remuneraciones de la Sociedad tiene por objetivo asegurar la competitividad externa y preservar la equidad interna. Para ello, realizamos un monitoreo permanente del mercado mediante encuestas salariales, lo que nos permite definir la estructura retributiva del personal fuera de convenio colectivo y sostener una propuesta de valor integral que favorezca la competitividad y la retención del talento clave.

Como parte de dicha propuesta, YPF cuenta con programas de pago variable de corto plazo destinados a determinados empleados, los cuales se abonan en efectivo y se basan principalmente en el cumplimiento de objetivos y el desempeño individual. Adicionalmente, a partir de 2024 se implementó una nueva compensación variable anual vinculada a los resultados del Grupo ("CVR"), que se hará efectiva exclusivamente cuando dichos resultados sean positivos.

Asimismo, la Sociedad mantiene un plan de pago variable de mediano plazo basado en acciones, dirigido a niveles gerenciales y personal clave, con un esquema de vesting anual durante los 36 meses de vigencia de cada programa.

En abril de 2024, la Sociedad adoptó el "Plan de Generación de Valor", un programa de remuneración de largo plazo para los miembros elegibles de la gerencia de YPF. Este plan fue aprobado por el Comité de Nombramientos y Remuneraciones de la Sociedad, y su diseño e implementación contó con el asesoramiento de una consultora internacional especializada en gestión de recursos humanos.

Complementariamente, la Sociedad impulsa diversos programas de reconocimiento que premian el desempeño destacado, fomentan la innovación y alinean los reconocimientos con los resultados y prioridades estratégicas del Grupo: (i) Ymile, un programa vigente desde 2022, que valora la meritocracia y destaca a quienes se distinguen por generar valor con excelencia y aportar su milla extra cada día; (ii) Ynnovation, cuya tercera edición se lanzó en 2025, que reconoce contribuciones innovadoras alineadas a los focos de valor; y (iii) Ychallenge, un programa instaurado en 2021, que reconoce el logro de objetivos excepcionales alineados a la estrategia de la Sociedad.

Para más información, véase Nota 37 a los estados financieros consolidados.

VI. GESTIÓN DE LA SOCIEDAD Y SISTEMA DE CONTROL INTERNO

Gestión de la Sociedad

Al 31 de diciembre de 2025, el Directorio de la Sociedad se encontraba integrado de la siguiente forma:

Cargo	Nombre	Representante de	Período (*)
Director Titular y Presidente	Horacio Daniel Marín	Clase D	3 ejercicios
Director Titular	Lisandro Catalán	Clase D	3 ejercicios
Director Titular	José Rolandi	Clase D	3 ejercicios
Director Titular	Eduardo Alberto Ottino	Clase D	3 ejercicios
Director Titular	Guillermo Gustavo Koenig	Clase D	3 ejercicios
Director Titular	Emiliano José Mongilardi	Clase D	3 ejercicios
Directora Titular	Andrea Mariana Confini	Clase D	3 ejercicios
Director Titular	César Rodolfo Biffi	Clase D	3 ejercicios
Director Titular	Eduardo Javier Rodríguez Chirillo	Clase D	3 ejercicios
Director Titular	Gerardo Damián Canseco	Clase D	3 ejercicios
Director Titular	Guillermo Alberto Francos	Clase A	3 ejercicios
Director Suplente	Santiago Martínez Tanoira	Clase D	3 ejercicios
Directora Suplente	Silvia Noemí Ayala	Clase D	3 ejercicios
Director Suplente	Mauricio Alejandro Martín	Clase D	3 ejercicios
Directora Suplente	María Martina Azcurra	Clase D	3 ejercicios
Directora Suplente	Carla Antonela Matarese	Clase D	3 ejercicios
Directora Suplente	Pamela Fernanda Verasav	Clase D	3 ejercicios
Director Suplente	Julio Alejandro Schiantarelli	Clase D	3 ejercicios

(*) El período de 3 ejercicios en el cargo se mantendrá vigente hasta la celebración de la Asamblea de Accionistas que considere los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2026.

Informe sobre el Código de Gobierno Societario

En el Anexo I se incluye el Informe sobre el Código de Gobierno Societario con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto por el punto a.1) del apartado a) del artículo 1, Sección I, Capítulo I, Título IV de las normas de la CNV.

Sistema de control interno

En el apartado E del Anexo I "Ambiente de control", se exponen las características del sistema de control interno que posee implementado la Sociedad.

VII. CUESTIONES AMBIENTALES

YPF cuenta con un enfoque de sustentabilidad en su triple dimensión, Económica, Ambiental y Social, para desarrollar su negocio. Está comprometida a operar en equilibrio con su entorno, de manera sostenible. En este sentido, lleva adelante su misión de producir y suministrar energía centrándose en el cuidado del medio ambiente, tratando de minimizar los posibles impactos negativos, buscando potenciar los efectos positivos asociados a sus operaciones y priorizando la protección de los trabajadores, el medio ambiente y el respeto a las comunidades. Además, gestiona sus operaciones con un enfoque preventivo, de acuerdo con la normativa aplicable y las directrices de su política de calidad, medio ambiente y seguridad, que se reflejan en los principios rectores de nuestro Modelo de Excelencia Operacional.

Cuenta con cuatro prioridades vinculadas a la sustentabilidad, basados en temas materiales para el negocio y las partes interesadas: (i) personas; (ii) energía; (iii) medio ambiente; y (iv) sociedad, que contribuye a la estrategia de negocio, así como a la agenda de crecimiento del país.

Buscamos integrar el enfoque de sustentabilidad en todos los niveles de la organización y hacemos extensivas nuestras políticas a contratistas. Se cuenta con un área específica de sustentabilidad, al tiempo que la Gerencia de Primera Línea supervisa los temas relevantes en la materia de cada negocio. Es una responsabilidad de cada una de las áreas de negocio y áreas transversales llevar adelante los proyectos e iniciativas vinculados a la sustentabilidad. Asimismo, el Directorio de YPF S.A. monitorea temas relacionados a sustentabilidad a través de su Comité de Riesgos y Sustentabilidad.

Social

Además de cumplir con leyes y regulaciones vigentes en Argentina relativas a condiciones de trabajo, el cuidado de la salud y la seguridad de las personas, respeto a las comunidades con las que interactúa, YPF cuenta con políticas internas en el marco de la cual se desarrollan las actividades y accionan los equipos de trabajo.

A través de sus operaciones, actividades industriales y comerciales y sus inversiones, YPF funciona como uno de los principales impulsores de la economía argentina. Cumple con sus obligaciones impositivas, contribuye a la creación de empleo y el desarrollo local de las comunidades vecinas a nuestras operaciones. Al mismo tiempo, junto a la Fundación YPF se realizan inversiones sociales voluntarias en el marco de la política corporativa de Donaciones y Acciones de Inversión Social y considerando los contextos locales. Estas acciones, que en muchos casos implican alianzas con organizaciones públicas y privadas para fortalecer la educación técnica, la enseñanza de materias relacionadas con la energía y el desarrollo local, enfocadas en fortalecer la licencia social para operar, así como el compromiso interno de empleados y su participación en acciones de voluntariado. Las iniciativas, en muchos casos, se basan en alianzas estratégicas con actores relevantes del ámbito público y privado.

Gobernanza

YPF cuenta con un sistema de gobierno corporativo robusto tal como se describe en nuestro Código de Gobierno Corporativo, así como con un modelo corporativo para administrar los riesgos, incluidos aquellos vinculados al cambio climático y a la sustentabilidad, basado en las normas ISO 31000 (gestión del riesgo) y nuestra Política Corporativa de Gestión de Riesgos.

Durante 2025, continuamos con la medición de nuestros avances en materia de sustentabilidad en función de temas prioritarios con objetivos anuales y plurianuales, reportamos desempeño ASG a inversores y realizamos evaluación externa voluntaria.

Medio ambiente

Nuestras operaciones están sujetas a un gran número de leyes y regulaciones relacionadas con el impacto general de las operaciones industriales sobre el medioambiente, que incluyen las emisiones atmosféricas, la disposición o remediación del suelo y/o aguas contaminadas con residuos tóxicos o peligrosos, las especificaciones de los combustibles para tratar las emisiones atmosféricas y el efecto en el medioambiente, la salud y la seguridad. Durante 2025, continuamos realizando gastos e inversiones para garantizar la confiabilidad e integridad de nuestros activos y operaciones, así como para cumplir con dichas leyes y regulaciones.

Contamos con un Modelo de Excelencia Operacional, el cual está alineado con nuestra Política Corporativa de Gestión 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 del medioambiente, la seguridad, la salud, la calidad, la integridad y la confiabilidad. Operamos no sólo en 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.

Durante 2025, continuamos trabajando en la gestión del agua (con foco no sólo en la optimización del uso del recurso, sino en la identificación de riesgos hídricos) y de residuos (con un importante progreso en materia de reducción de residuos peligrosos enviados a tratamiento externo), así como en el mantenimiento del sistema de preparación y respuesta ante derrames.

Energía resiliente

Como una compañía de energía, YPF trabaja para dar respuesta a dos desafíos globales de nuestro tiempo: (i) satisfacer la demanda creciente de energía segura y asequible, vital para el desarrollo de los países y la calidad de vida de las personas; y (ii) hacerlo de modo eficiente con menores emisiones de carbono. Para hacerlo, nos apalancamos en la abundancia de recursos energéticos que posee Argentina, la demanda de sus clientes, la competitividad de sus activos, así como en nuestras capacidades técnicas. Si bien el petróleo y el gas natural seguirán constituyendo el núcleo de nuestro portafolio de negocios durante los próximos años (tanto los escenarios de la Agencia Internacional de la Energía como los análisis internos proyectan que la demanda de petróleo y gas natural seguirá ofreciendo una ventana de oportunidad hasta 2050), lo haremos enfocados en los activos de mayor valor y con menor intensidad de emisiones de carbono y desarrollando oportunamente energías alternativas, con el fin de garantizar un modelo de negocio competitivo y resiliente en diferentes horizontes temporales. Estas diferentes líneas de acción incluyen la promoción de la producción de gas natural, no sólo para el mercado interno, sino también para el mercado de exportación, y el crecimiento competitivo de las energías eléctrica y renovables, a través de nuestro negocio conjunto YPF EE, sujeto a las condiciones del mercado.

Queremos, además, avanzar en una oferta variada de nuevos productos y soluciones que permitan aprovechar las oportunidades de la complementariedad energética y contribuyan a reducir emisiones en línea con nuestros compromisos y las exigencias de los mercados y grupos de interés. Nuestra meta es seguir siendo una empresa competitiva a nivel mundial para el año 2030 y las décadas siguientes, generando valor para los accionistas y clientes en cualquier posible escenario de negocios. Así, nos estamos preparando para los eventuales cambios en la demanda futura de productos energéticos. Estas decisiones de negocio permiten, además, aportar al cumplimiento de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (“NDC”) comprometidas por Argentina en el marco del Acuerdo de París.

Por otro lado, para el portafolio de nuevas energías se avanza en dos líneas de trabajo: (i) el crecimiento rentable del segmento de energía eléctrica con foco en energías renovables a través de nuestro negocio conjunto YPF EE; y (ii) una oferta oportuna de combustibles y soluciones bajas en carbono que aproveche las oportunidades comerciales de la complementariedad energética.

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 del punto 8 del artículo 3, Capítulo III, Título IV de las normas de la CNV relativo a “Información sobre reservas petroleras y gasíferas”.

Las reservas comprobadas representan cantidades estimadas de petróleo (incluyendo condensados), NGLs 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 comprobadas fueron preparadas usando métodos de ingeniería y geológicos estándar generalmente aceptados por la industria de petróleo y gas, y de acuerdo con las regulaciones vigentes de la 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 reservorios comprende procesos de estimación de las acumulaciones de petróleo y gas 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 y producciones posteriores a la fecha de cualquier estimación pueden justificar una revisión de dicha estimación. Por lo tanto, las estimaciones de reservas de petróleo y gas 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 de petróleo y gas estimadas fueron sujetas a una evaluación económica para determinar sus límites económicos.

En la determinación de los volúmenes netos de reservas de petróleo y gas 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 de petróleo y gas, 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 de petróleo y gas.

Los siguientes cuadros reflejan las reservas estimadas de petróleo y condensado, NGLs y gas natural, y su evolución, al 31 de diciembre de 2025:

		Petróleo y condensado (millones de barriles)	
		Al 31 de diciembre de 2025	
		Argentina	Consolidado
<u>Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas</u>			
Saldos al inicio del ejercicio		548	548
Revisiones de estimaciones anteriores		(38)	(38)
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada		291	291
Compras y ventas		(30)	(30)
Producción del ejercicio ⁽¹⁾		(93)	(93)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾		678	678
<u>Reservas comprobadas desarrolladas</u>			
Saldos al inicio del ejercicio		284	284
Saldos al cierre del ejercicio		315	315
<u>Reservas comprobadas no desarrolladas</u>			
Saldos al inicio del ejercicio		264	264
Saldos al cierre del ejercicio		363	363

- (1) Nuestras reservas comprobadas de petróleo y condensado al 31 de diciembre de 2025 incluyen un volumen estimado de 84 Mbbl 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 2025 incluye un volumen estimado de 12 Mbbl relativos a los citados importes a pagar.

		NGLs (millones de barriles)	
		Al 31 de diciembre de 2025	
		Argentina	Consolidado
<u>Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas</u>			
Saldos al inicio del ejercicio		69	69
Revisiones de estimaciones anteriores		6	6
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada		16	16
Compras y ventas		(1)	(1)
Producción del ejercicio ⁽¹⁾		(16)	(16)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾		74	74
<u>Reservas comprobadas desarrolladas</u>			
Saldos al inicio del ejercicio		44	44
Saldos al cierre del ejercicio		42	42
<u>Reservas comprobadas no desarrolladas</u>			
Saldos al inicio del ejercicio		25	25
Saldos al cierre del ejercicio		32	32

- (1) Nuestras reservas comprobadas de NGLs al 31 de diciembre de 2025 incluyen un volumen estimado de 10 Mbbl 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. Asimismo, la producción de NGLs para el año 2025 incluye un volumen estimado de 2 Mbbl relativos a los citados importes a pagar.

Gas natural (miles de millones de pies cúbicos) Al 31 de diciembre de 2025		
	Argentina	Consolidado
<u>Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	2.688	2.688
Revisiones de estimaciones anteriores	(148)	(148)
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	899	899
Compras y ventas	14	14
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(467)	(467)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	2.986	2.986
<u>Reservas comprobadas desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	1.627	1.627
Saldos al cierre del ejercicio	1.597	1.597
<u>Reservas comprobadas no desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	1.061	1.061
Saldos al cierre del ejercicio	1.389	1.389

(1) Nuestras reservas comprobadas de gas natural al 31 de diciembre de 2025 incluyen un volumen estimado de 348 bcf, 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. Asimismo, la producción de gas natural para el año 2025 incluye un volumen estimado de 53 bcf relativos a los citados importes a pagar.

En el año 2025 la incorporación neta de reservas comprobadas (desarrolladas y no desarrolladas) de hidrocarburos fue de 380 millones de boe. Este resultado neto se debió a la incorporación de 136 millones de boe correspondientes a reservas de gas natural, y una incorporación de 244 millones de barriles correspondientes a líquidos (petróleo, condensado y NGLs). De esta manera, y teniendo en consideración la producción del período por 192 millones de boe, las reservas comprobadas crecieron un 17,2%, de 1.096 millones de boe a 1.284 millones de boe.

En consecuencia, en el año 2025 la tasa de reemplazo de reservas comprobadas fue de 198%, mientras que en el año 2024 la tasa de reemplazo de reservas comprobadas fue de 112%.

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 fueron La Angostura Sur I, La Angostura Sur II, Bandurria Sur y La Amarga Chica. Las áreas de La Calera, Loma La Lata Central Fracción y Rincón del Mangrullo lograron las principales incorporaciones de reservas de gas natural. En 2025, se obtuvieron las Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos de las áreas La Angostura Sur I y La Angostura Sur II.

Al 31 de diciembre de 2025 las principales áreas de reservas de hidrocarburos de YPF son las siguientes: Loma La Lata Norte, La Amarga Chica, La Angostura Sur I, La Calera, Bandurria Sur, Rincón del Mangrullo, Aguada Pichana Oeste, Aguada de la Arena y La Angostura Sur II.

Restringiendo el análisis solamente a campos no convencionales, la tasa de reemplazo de reservas comprobadas fue de 320%.

A partir de la decisión del Directorio de la Sociedad del 29 de febrero de 2024, YPF inició un proceso de desinversión de ciertos campos maduros, con el objetivo de optimizar el portfolio de Upstream convencional. Durante 2024 y 2025, YPF firmó distintos acuerdos de cesión. Adicionalmente, en 2025, YPF amplió el alcance del proceso de desinversión para incluir áreas adicionales. Al 31 de diciembre de 2025, los bloques por los cuales los acuerdos aún no han sido finalizados y/o continúan en negociación, representan un volumen estimado de aproximadamente 81 Mboe de reservas probadas. Para más información véase Nota 11.a) a los estados financieros consolidados.

Sin considerar los volúmenes de producción y reservas asociados al "Proyecto Campos Maduros", la tasa de reemplazo fue de 267%.

Control interno y auditoría de reservas de petróleo y gas

Todas nuestras reservas de petróleo y gas 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 2025 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 petróleo y gas 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, NGLs 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 de petróleo y gas, 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.

YPF, como parte de su Sistema de Reservas, contrata auditores independientes para llevar a cabo auditorías externas de reservas de sus activos de petróleo y gas. Estas auditorías son realizadas por auditores independientes calificados y de reconocido prestigio en la industria de petróleo y gas, de manera separada al proceso interno de revisión de reservas.

Estos auditores independientes auditan, cada año, activos que representan el 100% de los volúmenes de reservas de YPF. Sin embargo, a solicitud de la Sociedad, un activo específico podría ser auditado más de una vez al año. Además, el programa de auditoría puede incluir nuevas adquisiciones y/o solicitudes específicas por parte de YPF.

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 de reservas comprobadas. 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.

Al 31 de diciembre de 2025, DeGolyer and MacNaughton auditó, bajo los criterios de la SEC, el 100% de las áreas de YPF, operadas y no operadas, de las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, Noroeste y Cuyana.

Asimismo, YPF realiza estimaciones de reservas bajo los criterios del Petroleum Resources Management System (“PRMS”). Al 31 de diciembre de 2025 DeGolyer and MacNaughton auditó el 100% de las áreas de YPF bajo este criterio, aunque no deben interpretarse como una certificación o auditoría externa de las reservas de petróleo y gas bajo las normas de la SEC. Para más información véase Nota 2.c) apartado “Reservas de petróleo y gas” a los estados financieros consolidados.

Además, se nos requiere, de conformidad con las Resoluciones N° 69/2016 de la ex Subsecretaría de Hidrocarburos y N° 324/2006 de la ex Secretaría de Energía, que presentemos en forma anual hasta el 31 de marzo de cada año, detalles de nuestras estimaciones de reservas de petróleo y gas y recursos ante la SE, según se define en dichas Resoluciones, con la certificación de un auditor externo de reservas. Dicha certificación y auditoría externa solamente tiene el alcance que se establece en las Resoluciones N° 69/2016 y 324/2006 y no deben interpretarse como una certificación o auditoría externa de las reservas de petróleo y gas bajo las normas de la SEC.

Hemos presentado el informe correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y las estimaciones de nuestras reservas de petróleo y gas presentadas ante la SE son significativamente superiores a las estimaciones de nuestras reservas comprobadas de petróleo y gas incluidas en la presente Memoria, debido principalmente a que: (i) la información presentada ante la SE incluye todas las propiedades de las que somos operadores, independientemente del nivel de participación en dichas propiedades; (ii) la información presentada ante la SE incluye otras categorías de reservas y recursos diferentes a las reservas comprobadas que no se incluyen en esta Memoria, la cual contiene solamente estimaciones de reservas comprobadas de acuerdo con la regulación de la SEC; 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 gas incluidas en esta Memoria reflejan solamente las reservas de petróleo y gas en forma acorde con las normas y requisitos de información de la SEC.

IX. PERSPECTIVAS

Durante 2026 la Sociedad continuará enfocando sus esfuerzos en los 4 pilares de su plan estratégico “YPF 4x4”: (i) foco en el negocio más rentable, Vaca Muerta, acelerando la monetización del petróleo no convencional; (ii) gestión activa del portafolio, para lograr la asignación más eficiente del capital; (iii) maximizar la eficiencia en upstream y downstream, así como en toda la cadena de valor y en los distintos segmentos del Grupo, a través de iniciativas destinadas a mejorar la ejecución, estandarizar los procesos e incorporar tecnologías avanzadas; y (iv) “Argentina LNG”, sentando las bases y desarrollando la infraestructura tal que se viabilice este proyecto a mediano y largo plazo.

Asimismo, la Sociedad continuará enfocada en la defensa de sus intereses, particularmente en lo referido a aquellas contingencias relevantes (véase Notas 17 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.

X. PROPUESTA DE ASIGNACIÓN DE RESULTADOS

Según los estados financieros individuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2025, la pérdida neta del ejercicio 2025 es de \$ 1.087.721 millones y las pérdidas acumuladas (resultados no asignados) al 31 de diciembre de 2025 ascendieron a la suma de \$ 1.096.460 millones, las cuales incluyen pérdidas del ejercicio 2025 por \$ 1.087.721 millones, saldos restringidos a la distribución de resultados por \$ 72.137 millones y diferencias de conversión negativas del ejercicio 2025 por \$ 80.876 millones. En función de la política contable en los términos previstos en el apartado 12.c) del artículo 3, Capítulo III, Título IV de las normas de la CNV, se apropiaron las diferencias de conversión del ejercicio 2025 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 apropiar la suma de \$ 2.780.253 millones correspondientes a las diferencias de conversión del ejercicio 2025 de la cuenta de “Otros resultados integrales” al incremento de la reserva para inversiones (\$ 2.766.312 millones) y la reserva para compra de acciones propias (\$ 13.941 millones). Al 31 de diciembre de 2025, el total del patrimonio neto de la Sociedad es positivo y asciende a \$ 15.685.217 millones, no encontrándose la Sociedad alcanzada por las disposiciones del artículo 206 ni del artículo 94 inciso 5 de la LGS.

De acuerdo con los apartados c) y e) del punto 11 del artículo 3, Capítulo III, Título IV de las normas de la CNV, por nota a los estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2025, se informa que existe una restricción a la distribución de los resultados no asignados por un total de \$ 51.423 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 \$ 34.274 millones; y (ii) las diferencias de conversión apropiadas por \$ 17.149 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, respecto de la suma de \$ 8.453.918 millones, lo siguiente:

- (i) Desafectar íntegramente la reserva para inversiones y la reserva para compra de acciones propias.
- (ii) Absorber las pérdidas acumuladas en resultados no asignados hasta \$ 1.096.460 millones.
- (iii) Destinar la suma de \$ 38.468 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 basados en acciones (de acuerdo con los artículos 64 y 67 de la Ley N° 26.831). Véase “Remuneraciones al Directorio” y “Planes de compensaciones y programas de bonificaciones e incentivos”.
- (iv) Destinar la suma de \$ 8.415.450 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 las normas de la CNV, se informa que en virtud de las diferencias de conversión acumuladas asociadas al capital social y ajuste de capital resultó necesario apropiar la suma de \$ 330.396 millones correspondientes a las diferencias de conversión del ejercicio 2025 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, 26 de febrero de 2026