

PROSPECTO DE EMISOR FRECUENTE



YPF SOCIEDAD ANÓNIMA

(constituída conforme a las leyes de la República Argentina)

YPF Sociedad Anónima, inscrita en el Registro de Emisor Frecuente N° 4, con sede social en Macacha Güemes 515, C1106BKK, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina, CUIT N° 30-54668997-9, número de teléfono: (5411) 5441-2000, correo electrónico: inversoresypf@ypf.com, sitio web: www.ypf.com.

Describiremos los términos y condiciones específicos de cada clase o serie de obligaciones negociables a ser emitidas por la Sociedad bajo el Régimen Simplificado de Emisor Frecuente establecido en la Sección VIII, Capítulo V, Título II de las Normas de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") ("Régimen de Emisor Frecuente"), en un Suplemento de Prospecto ("Suplemento de Prospecto").

La Sociedad se encuentra registrada como emisor frecuente de la CNV bajo el Registro de Emisor Frecuente N°4 otorgado por la Resolución N° RESFC-2018-19961-APN-DIR#CNV de fecha 28 de diciembre de 2018 del Directorio de la CNV. El monto bajo el Régimen de Emisor Frecuente fue autorizado por Resolución N° RESFC-2021-20939-APN-DIR#CNV de fecha 27 de enero de 2021 del Directorio de la CNV y Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2025-42-APN-GE#CNV de fecha 27 de marzo de 2025. La modificación de ciertos términos del Prospecto fue resuelta por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2022-22-APN-GE#CNV de fecha 24 de mayo de 2022. La ratificación de la condición de emisor frecuente de la Emisora (según se define más abajo) y la actualización del Prospecto fue resuelta por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2025-42-APN-GE#CNV de fecha 27 de marzo de 2025, con un monto disponible a emitir de US\$ 381.883.353 (o su equivalente en otras monedas, unidades de medida o valor).

Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto. La veracidad de la información contable, económica y financiera, así como de toda otra información suministrada en este Prospecto es exclusiva responsabilidad del órgano de administración y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N° 26.831 y sus modificatorias ("Ley de Mercado de Capitales"). El órgano de administración de la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que este Prospecto contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Emisora y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes. YPF S.A. asume la responsabilidad por las declaraciones realizadas en este Prospecto sobre la completitud en la divulgación de los riesgos involucrados y la situación de YPF S.A., los cuales se basan en la información disponible y en las estimaciones razonables de la administración.

YPF cuenta con una calificación de emisora en moneda local a largo plazo AAA.ar y con calificación de emisora en moneda extranjera a largo plazo AAA.ar, según el informe de fecha 21 de febrero de 2025 de la calificador de riesgos Moody's Local AR Agente de Calificación de Riesgo S.A., el cual se encuentra disponible en el sitio web moodylocal.com.ar/. Adicionalmente, YPF cuenta con una calificación de emisora en moneda local a largo plazo AAA(arg) y con calificación de emisora en moneda extranjera a largo plazo AAA(arg) según el informe de fecha 21 de febrero de 2025 de la calificadora de riesgos Fix SCR S.A., el cual se encuentra disponible en el sitio web <https://www.fixscr.com/>.

La inversión en obligaciones negociables implica riesgos significativos. Para más información, véase "Factores de riesgo" en este Prospecto. El respectivo Suplemento de Prospecto de cualquier clase o serie de obligaciones negociables podrá detallar otros riesgos que deberán ser considerados al realizar una inversión en obligaciones negociables de la Emisora.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 119 de la Ley de Mercado de Capitales, los emisores de valores negociables, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores negociables con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el Prospecto de una emisión de valores negociables con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. Según lo previsto en el artículo 120 de la Ley de Mercado de Capitales, las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores, o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores negociables deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos y suplementos de prospecto de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del Prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión.

A handwritten signature in blue ink, consisting of a stylized, cursive script that appears to be the initials or full name of a person, written over a horizontal line.

La Sociedad, sus beneficiarios finales, y las personas físicas o jurídicas que poseen como mínimo el 10% de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre la misma, no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y no figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

La fecha de este Prospecto es 28 de marzo de 2025



Federico Barroetaveña

Chief Financial Officer ("CFO") - Funcionario delegado

ÍNDICE

AVISO A LOS INVERSORES	4
INTRODUCCIÓN	5
INFORMACIÓN DE LA EMISORA	7
FACTORES DE RIESGO	47
POLÍTICAS DE LA EMISORA	63
INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES, GERENCIA DE LA PRIMERA LÍNEA, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN, MIEMBROS DEL COMITÉ DE AUDITORÍA Y ASESORES	78
ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	101
ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA	103
ANTECEDENTES FINANCIEROS	104
INFORMACIÓN DEL MERCADO	126
INFORMACIÓN ADICIONAL	128
INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA	158

AVISO A LOS INVERSORES

YPF Sociedad Anónima (CUIT N° 30-54668997-9) es una sociedad anónima constituida según las leyes de la República Argentina ("Argentina" o "República Argentina"). En este Prospecto, las referencias a "YPF", "la Compañía", "la Sociedad", "la Emisora", "nosotros" y "nuestro" equivalen a YPF Sociedad Anónima y a sus subsidiarias, o, si el contexto lo requiere, sus sociedades antecesoras. "YPF Sociedad Anónima" o "YPF S.A." se refiere únicamente a YPF Sociedad Anónima. "Repsol" y "Repsol YPF" se refieren a Repsol S.A. (anteriormente denominada "Repsol YPF S.A."), sus asociadas y sociedades controladas. Llevamos nuestros libros y publicamos nuestros estados financieros en pesos argentinos ante la CNV, y presentamos nuestros estados financieros en dólares estadounidenses ante la Securities and Exchange Commission ("SEC"). En este Prospecto, las referencias a "pesos", "Ps." o "\$" lo son a pesos argentinos, y las referencias a "dólares", "dólar" o "US\$" lo son a dólares estadounidenses.

Algunas de las cifras contenidas en este Prospecto han sido objeto de ajustes por redondeo. En consecuencia, las cifras indicadas como totales pueden no coincidir debido a dicho redondeo.

Los inversores deben basarse únicamente en la información contenida en este Prospecto, el respectivo Suplemento de Prospecto u otros suplementos. Ni nosotros ni los colocadores, de existir, hemos autorizado a ninguna persona a suministrar información diferente a la información contenida en este Prospecto y cualquier Suplemento de Prospecto u otros suplementos y ni nosotros ni los colocadores, de existir, incurriremos en responsabilidad alguna por cualquier información que difiera de la misma. La información contenida en este Prospecto es nuestra única responsabilidad y se basa en información provista por nosotros y otras fuentes que creemos que son confiables, y es exacta únicamente a la fecha de este Prospecto, sin considerar el momento de su distribución ni el de la venta de las obligaciones negociables.

Al adoptar la decisión de invertir en las obligaciones negociables, los inversores deben basarse en su propio examen acerca de nuestra Compañía y de los términos de la oferta, incluidos los méritos y riesgos que implica realizar la operación. No deben interpretar el contenido de este Prospecto como un asesoramiento legal, comercial, contable o impositivo. Deben consultar con sus propios, asesores legales, comerciales, contables o impositivos.

La distribución de este Prospecto o de cualquiera de sus partes, incluido cualquier Suplemento de Prospecto, y la oferta, venta y entrega de las obligaciones negociables pueden estar limitadas por ley en ciertas jurisdicciones. Junto a los colocadores requerimos que las personas en cuyo poder se encuentre este Prospecto tomen conocimiento y cumplan con tales restricciones. Este Prospecto no constituye una oferta de venta ni una invitación a presentar ofertas para comprar obligaciones negociables en ninguna jurisdicción a ninguna persona a quien fuera ilícito realizar la oferta o invitación, ni constituye una invitación ni una recomendación a suscribir o comprar obligaciones negociables por parte de la Compañía ni de los colocadores. Las obligaciones negociables no llevan la recomendación de ninguna comisión de títulos valores ni ente regulador federal o de los estados de Estados Unidos. Asimismo, las mencionadas autoridades no han confirmado la exactitud ni determinado la suficiencia de este documento. Cualquier declaración en contrario constituye un delito penal. De conformidad con lo dispuesto por la Ley N° 24.587, vigente a partir del 22 de noviembre de 1995 y por el Decreto N° 259/1996, las sociedades argentinas no pueden emitir títulos valores al portador o en forma nominativa endosable. Conforme a ello, y en la medida en que dicha Ley esté vigente, sólo emitiremos obligaciones negociables nominativas no endosables. Las obligaciones negociables emitidas en el marco de este Prospecto revestirán el carácter de "obligaciones negociables simples no convertibles en acciones" según la Ley N° 23.576 y sus modificatorias ("Ley de Obligaciones Negociables") y tendrán derecho a los beneficios establecidos en dicha Ley y estarán sujetas a sus requisitos de procedimiento. Las obligaciones negociables colocadas a través de una oferta pública en Argentina se ajustarán a las disposiciones de la Ley de Mercado de Capitales y a las normas de la CNV (según T.O. por la Resolución General N° 622/2013 y sus modificatorias y complementarias) ("Normas de la CNV"). De conformidad con la Resolución General N° 917 de la CNV, el público inversor deberá considerar que la Emisora cumple con los requisitos previstos en el Decreto N° 621/2021. Sin embargo, cabe destacar que en caso de que la Sociedad realice una emisión de obligaciones negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente que no se ajuste a las condiciones dispuestas en el artículo sin número a continuación del artículo 80 de la Reglamentación de la Ley de Impuesto a las Ganancias (T.O. en 2019 y sus modificaciones, aprobada por el artículo 1 del Decreto N° 862/2019 y modificada por el Decreto N° 336/2021), no resultará de aplicación la exención establecida en el inciso h) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias relacionada con los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva.

Aprobaciones societarias

La solicitud de ingreso al Régimen de Emisor Frecuente fue resuelta por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 29 de junio de 2018. La emisión de obligaciones negociables por el monto de hasta US\$ 6.500.000.000 o su equivalente en otras monedas, en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente, fue aprobada por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 7 de enero de 2021. La modificación de ciertos términos del Prospecto fue resuelta por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 11 de mayo de 2022. La actualización del Prospecto de Emisor Frecuente, la ratificación de la condición de emisor frecuente de la Sociedad por hasta la suma de US\$ 381.883.353 o su equivalente en otras monedas, unidades de medida o valor o aquel monto menor que definan los funcionarios autorizados por el Directorio de la Compañía y las facultades de los mismos fueron aprobadas en su reunión de fecha 6 de marzo de 2025. La Sociedad cuenta con un monto disponible para emitir obligaciones negociables en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente de hasta US\$ 381.883.353 o su equivalente en otras monedas, unidades de medida o valor, tomándose a los efectos del cálculo de dicho monto, el tipo de cambio inicial según fuera informado en los respectivos avisos de resultados de las obligaciones negociables emitidas.

INTRODUCCIÓN

Este Prospecto contiene los factores de riesgo relacionados con una inversión en las obligaciones negociables, información sobre nuestro negocio, bienes, resultados de las operaciones y situación patrimonial y financiera, un análisis de la Dirección sobre nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones, nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados y demás información contable y de otra naturaleza relacionada con nosotros. Oportunamente actualizaremos, modificaremos o complementaremos este Prospecto, actualizaciones, modificaciones o suplementos que podrán ser incluidos en un Suplemento de Prospecto o en otros suplementos de este Prospecto. Si hubiera diferencias entre la información aquí contenida y la contenida en un suplemento, deberán basarse en el suplemento, que se considerará reemplaza a la información de este Prospecto. Nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados se presentan sobre la base de la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB" por sus siglas en inglés).

Antes de invertir en las obligaciones negociables, deberán leer cuidadosamente este Prospecto, junto con el respectivo Suplemento de Prospecto y cualquier otro suplemento o modificación de este Prospecto.

Información disponible

Este Prospecto podrá contener resúmenes de ciertos acuerdos que podremos celebrar en relación con esta oferta. Las descripciones contenidas en el presente y en tales acuerdos no pretenden ser completas y se encuentran sujetas o condicionadas en su totalidad por referencia a los contratos definitivos. Podrán obtenerse copias de los contratos definitivos solicitándolas sin cargo a inversoresypf@ypf.com a retirar en la siguiente dirección: Macacha Güemes 515, C1106BKK, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, (5411) 5441-3085. Presentamos estados financieros y demás informes en forma periódica a la CNV, sita en 25 de Mayo 175, C1002ABC, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Se podrán consultar los estados financieros de la Compañía, incluidos por referencia a este Prospecto, así como también este Prospecto en sí y cualquier suplemento correspondiente incluyendo el Suplemento de Prospecto relacionado con una serie a ser emitida en virtud del mismo en el sitio web de la CNV (www.cnv.gov.ar) en el ítem "Información Financiera" y en el sitio web institucional de la Compañía (www.ypf.com). Asimismo, aquellos inversores que lo deseen podrán solicitar en soporte papel ejemplares de este Prospecto y los estados financieros que lo integran en la dirección indicada en el párrafo anterior.

Manifestaciones sobre el futuro

Este Prospecto, y cualquier documentación incorporada por referencia al mismo, contiene manifestaciones que creemos constituyen manifestaciones sobre el futuro. Dichas manifestaciones hacia el futuro pueden incluir manifestaciones referidas a nuestra intención, entendimiento o expectativas actuales y a las de nuestra Dirección, e inclusive manifestaciones con respecto a tendencias que afectan la situación financiera, precios, ratios financieros, resultados de las operaciones, negocio, estrategia, concentración geográfica, reservas de petróleo y gas, volumen futuro de producción de hidrocarburos y la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus compromisos de venta a partir del futuro suministro de hidrocarburos disponible para la Sociedad, nuestra capacidad para pagar dividendos en el futuro y para cancelar nuestras deudas, fechas y períodos en los cuales la producción de petróleo y gas se estima podrá extraerse, como también nuestros planes con respecto a nuestros gastos y erogaciones de capital, estrategia de negocio, concentración geográfica, ahorro de costos, tasas de descuento, inversiones y política sobre dividendos. Dichas manifestaciones no garantizan el rendimiento futuro y están sujetas a riesgos e incertidumbres significativas, cambios y otros factores que pueden escapar a nuestro control y ser difíciles de predecir. En consecuencia, la situación financiera, precios, ratios financieros, resultados de las operaciones, negocio, estrategia, concentración geográfica, volumen de producción de hidrocarburos y reservas de petróleo y gas, como también nuestros gastos y erogaciones de capital, ahorro de costos, inversiones, capacidad para cumplir con nuestros compromisos a largo plazo, pagar dividendos o cancelar nuestras obligaciones de deuda podrían diferir en forma significativa de los indicados en forma expresa o tácita en cualquiera de dichas manifestaciones hacia el futuro. Dichos factores se encuentran, pero no se limitan a, eventuales fluctuaciones del tipo de cambio, controles de cambio, la inflación, los precios nacionales e internacionales del petróleo y sus derivados, la capacidad para realizar ahorros de costos y el logro de la eficiencia operativa y sin interrumpir indebidamente las operaciones del negocio, el reemplazo de reservas de petróleo y gas, consideraciones ambientales, reglamentarias y legales, incluyendo la imposición de regulaciones gubernamentales a los negocios en los que opera la Compañía, cambios en nuestra estrategia de negocio y operaciones, nuestra capacidad para encontrar socios u obtener financiamiento, la capacidad para mantener nuestras concesiones, y la situación económica y comercial general en Argentina, como así también los factores que se describen en este Prospecto, en particular bajo los títulos "Factores de Riesgo" y "Antecedentes financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Análisis y explicaciones de la Dirección sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones". No nos comprometemos a actualizar o corregir públicamente las manifestaciones sobre el futuro, aun cuando por la experiencia o los cambios futuros se torne claro que los resultados proyectados o la situación que indican en forma expresa o tácita no se realizarán.

Requisitos de calificación y ley argentina

Si una emisora optara por obtener cualquier calificación, o si la CNV considerara necesario obtener una calificación en una determinada circunstancia de la oferta, las Normas de la CNV disponen que podrán obtener la(s) calificación(es) de riesgo del siguiente modo: (a) respecto del monto máximo autorizado; o (b) respecto de cada clase o series, aclarándose en todos los casos. Las emisoras que opten por calificar sus obligaciones negociables elegirán uno o dos agentes de calificación de riesgos, según se detalle en el Suplemento de Prospecto de cada clase.

La CNV ha dispuesto que las emisoras dentro del ámbito de la oferta pública que decidan solicitar una calificación de riesgo de valores negociables deberán mantener esta decisión hasta su cancelación total, salvo aprobación unánime de los titulares de los valores negociables.

Una calificación no constituye una recomendación para comprar, mantener o vender obligaciones negociables, en la medida en que dicha calificación no se expresa sobre un precio de mercado o respecto a si es apropiado para inversores particulares. La Sociedad puede también calificar cada clase y/o serie de obligaciones negociables, según se informe en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Abreviaturas

"bbl"	Barriles
"bbl/d"	Barriles por día
"bcf"	Miles de millones de pies cúbicos
"bm ³ "	Miles de millones de metros cúbicos
"boe"	Barriles de petróleo equivalente
"boe/d"	Barriles de petróleo equivalente por día
"GLP"	Gas licuado de petróleo
"GNL"	Gas natural licuado
"GW"	Gigawatt
"GWh"	Gigawatt hora
"kbbbl"	Miles de barriles
"kbbbl/d"	Miles de barriles por día
"kboe"	Miles de barriles de petróleo equivalentes
"kboe/d"	Miles de barriles de petróleo equivalentes por día
"kg"	Kilogramo
"km"	Kilómetro
"km ² "	Kilómetro cuadrado
"km ³ "	Miles de metros cúbicos
"ktn"	Mil toneladas
"Líquidos"	Petróleo, condensado y líquidos de gas natural
"M"	Millones
"m ³ "	Metro cúbico
"m ³ /d"	Metro cúbico por día
"Mbbbl"	Millones de barriles
"Mboe"	Millones de barriles de petróleo equivalentes
"MBtu"	Millón de unidades térmicas británicas (British thermal units)
"Mm ³ "	Millón de metros cúbicos
"Mm ³ /d"	Millón de metros cúbicos por día
"MW"	Megawatt
"MWh"	Megawatt hora
"NGLs"	Líquidos de gas natural
"tn"	Toneladas
"tn/d"	Toneladas por día
"tn/y"	Toneladas por año

INFORMACIÓN DE LA EMISORA

La Sociedad

Somos la principal compañía de energía de Argentina y operamos una cadena totalmente integrada de petróleo y gas con posiciones de liderazgo de mercado en todos los segmentos de Upstream, Downstream y Gas y Energía del país. Véase “Información de la Emisora—Organización del negocio”.

Ficha de datos YPF	
Razón social de la Sociedad:	YPF Sociedad Anónima
Nombre comercial:	YPF
Fecha de inscripción y de finalización del Contrato Social:	Estatutos Sociales inscriptos en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a cargo de la Inspección General de Justicia. Se encuentra vigente por un período de 100 años a contar desde el 15 de junio de 1993, siendo la fecha de su finalización el 15 de junio de 2093
Forma legal de la Sociedad:	Sociedad anónima
País de constitución:	República Argentina
Clave única de identificación tributaria:	30-54668997-9
Sede social:	Macacha Güemes 515, C1106BKK, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina
Teléfono:	(54-11) 5441-0000

Tenemos 100 años de historia:

- **1920 - 1990:** Durante este período, los segmentos de upstream y de downstream de la industria de petróleo y gas en Argentina fueron monopolios del gobierno argentino. En agosto de 1989, Argentina promulgó leyes cuyo objetivo fueron la desregulación de la economía y la privatización de las empresas argentinas de propiedad estatal, que requirieron, entre otras cosas, que vendiéramos participaciones mayoritarias en nuestras concesiones de explotación sobre algunas de las principales áreas de producción y que lleváramos a cabo un programa de reestructuración interna de la dirección y de las operaciones.
- **1992:** En noviembre de 1992, el Congreso Nacional promulgó la Ley N° 24.145 (“Ley de Privatización”), la cual estableció los procedimientos para nuestra privatización.
- **1993:** En julio de 1993, finalizamos una oferta internacional de 160 millones de acciones Clase D, que representaban aproximadamente el 45% de nuestro capital en circulación, que previamente había estado en poder del Estado Nacional. Simultáneamente, el Estado Nacional transfirió aproximadamente 40 millones de acciones Clase B a las provincias argentinas, que representaban aproximadamente el 11% de nuestro capital en circulación, realizando una oferta a los tenedores de bonos de pensión y otros reclamos. Como resultado de esa oferta y de otras transacciones, hacia fines de 1993 el porcentaje de nuestro capital accionario de propiedad del Estado Nacional se redujo del 100% a aproximadamente el 20%.
- **1999:** En enero de 1999, Repsol YPF S.A. adquirió 52.914.700 acciones Clase A (14,99% de nuestras acciones) que se convirtieron en acciones Clase D. En junio de 1999, Repsol YPF adquirió otro 82,47% de nuestro capital accionario en circulación a través de una oferta pública de adquisición de todas las acciones Clase A, B, C y D en circulación. Repsol YPF adquirió una participación adicional de otros accionistas minoritarios, como resultado de otras transacciones en 1999 y 2000.
- **2000 - 2008:** Durante este período, Repsol YPF fue el propietario del 99% de nuestro capital social. En 2008, Petersen Energía Inversora, S.A.U. y Petersen Energía, S.A.U. (en conjunto “Petersen”) adquirieron una participación del 15,46% del capital social de YPF en la forma de american depositary receipts (“ADRs”) representativos de american depositary shares (“ADSs”).
- **2011:** En mayo de 2011, Petersen ejerció una opción para adquirir de Repsol YPF ADRs representativos de ADSs que constituían una participación de un 10,0% adicional de nuestro capital social.
- **2012:** En mayo de 2012, el Congreso Nacional promulgó la Ley 26.741 (“Ley de Expropiación”), la cual declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos.

Expropiación de las acciones de Repsol YPF

La Ley de Expropiación:

- Dispuso la expropiación del 51% del capital social de YPF S.A. representado por igual porcentaje de acciones Clase D, pertenecientes directa o indirectamente a Repsol YPF y sus entidades controladas o controlantes.
- Estableció que las acciones sujetas a expropiación, declaradas de interés público y posteriormente transferidas a la República Argentina, serían distribuidas de la siguiente manera: 51% para la República Argentina y 49% para las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (“OFEPHI”). A la fecha de este Prospecto, la cesión de acciones objeto de expropiación del Poder Ejecutivo Nacional a las provincias integrantes de la OFEPHI aún está pendiente.
- Determinó la expropiación del 51% del capital social de Repsol YPF GAS S.A. (“Repsol YPF GAS”) representado por el 60% de las acciones Clase A de dicha sociedad pertenecientes, directa o indirectamente, a Repsol Butano S.A. y sus entidades controladas o controladoras.

- Estableció que el Poder Ejecutivo Nacional ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos a las provincias integrantes de la OFEPHI, a través de un pacto de sindicación de acciones con el Gobierno Nacional que prevea el ejercicio unificado de sus derechos accionarios. Queda prohibida toda transferencia futura de las acciones objeto de expropiación sin autorización del Congreso Nacional.
- Estableció que la distribución de las acciones entre las provincias integrantes de la OFEPHI que acepten su transferencia debe realizarse de manera equitativa, considerando sus respectivos niveles de producción de hidrocarburos y reservas comprobadas.
- Estableció que la designación de los directores de YPF S.A. en representación de las acciones expropiadas se hará proporcionalmente a las participaciones de la República Argentina y de las provincias argentinas, y que un director deberá representar a los empleados de YPF S.A.
- Dispuso que el gobierno federal y las provincias argentinas deberán ejercer sus derechos conforme a los siguientes principios: (a) la contribución estratégica de YPF S.A. al logro de los objetivos establecidos en la Ley de Expropiación; (b) la administración de YPF S.A. de acuerdo con las mejores prácticas de la industria y de gobierno corporativo, salvaguardando los intereses de los accionistas y generando valor en su nombre; y (c) la gestión profesional de YPF S.A.

Adicionalmente, el 25 de febrero de 2014, la República Argentina y Repsol alcanzaron un acuerdo (“Acuerdo Repsol”) respecto de la compensación por la expropiación de 200.589.525 acciones Clase D de YPF S.A. de conformidad con la Ley de Expropiación. En el marco del Acuerdo Repsol, Repsol aceptó US\$ 5,0 billones en bonos soberanos de la República Argentina y desistió de las acciones judiciales y arbitrales que había promovido, incluyendo reclamos contra YPF S.A., y renunció a promover nuevos reclamos. YPF S.A. y Repsol también celebraron un convenio (“Convenio Repsol”) el 27 de febrero de 2014, por el que las partes renunciaron, con ciertas exclusiones, a toda acción y/o reclamo recíproco, presente y futuro, fundado en causas anteriores a la fecha de ejecución del Convenio Repsol, derivado de la expropiación de las acciones de YPF S.A. de propiedad de Repsol dispuesta por la Ley de Expropiación, incluyendo la intervención de YPF S.A. y la ocupación temporal del 51% de las acciones de YPF S.A. declaradas de utilidad pública. YPF S.A. y Repsol acordaron el desistimiento de acciones y reclamos recíprocos con respecto de terceros y/o promovidos por ellos y otorgarse una serie de indemnidades recíprocas.

Para más detalle acerca de nuestros principales accionistas actuales véase “Estructura de la Emisora, accionistas principales y transacciones con partes relacionadas—Accionistas principales”.

Naturaleza legal de YPF S.A.

De acuerdo con la Ley de Expropiación, YPF S.A. seguirá operando como una sociedad anónima que cotiza en la bolsa de conformidad con la Ley General de Sociedades (“LGS”) y su correspondiente reglamentación, y no estará sujeta a ninguna legislación o regulación aplicable a la gestión o control de empresas o entidades propiedad del gobierno federal o de los gobiernos provinciales.

Véase “Estructura de la Emisora, accionistas principales y transacciones con partes relacionadas”, “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—La República Argentina posee el 51% de las acciones de YPF S.A.” y “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Nos enfrentamos a riesgos relacionados con procedimientos legales, lo que podría implicar costos y pérdidas significativas”.

Descripción general de la Compañía

YPF opera principalmente en Argentina (véase “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—Nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas en Argentina”) y la mayoría de nuestros ingresos se derivan principalmente de la venta en el mercado local argentino. Adicionalmente, en 2024, nuestros principales gastos estuvieron relacionados con inversiones y gastos operativos en campos no convencionales con el objetivo de crecer en producción y reservas de petróleo y gas, y en el mantenimiento y/o inversión en nuestro negocio de downstream, así como el pago de regalías e impuestos relacionados con nuestras operaciones, y el pago de intereses relacionados con nuestra deuda financiera, entre otros.

Estrategia de negocio

Nuestra estrategia ha evolucionado en los últimos años para priorizar la monetización de nuestros vastos recursos de hidrocarburos no convencionales. Durante los últimos 10 años, hemos invertido significativamente en la formación Vaca Muerta junto con nuestros socios internacionales y locales, adquiriendo experiencia, incorporando tecnología y adaptando los procesos para ser competitivos a escala global.

Habiendo alcanzado niveles de eficiencia competitivos tanto en gastos de capital como operativos, ahora tenemos la oportunidad de acelerar el desarrollo de nuestros recursos no convencionales. Esto se ha vuelto aún más relevante en el contexto geopolítico actual en el que el mundo demanda energía accesible, confiable y sustentable, aumentando el atractivo de convertirnos en un exportador neto de petróleo y, a mediano plazo, aprovechar la oportunidad de convertirnos en un exportador de GNL relevante.

Por lo tanto, continuaremos enfocando nuestros esfuerzos en nuestro negocio más rentable, la formación de Vaca Muerta, dado su nivel de recursos recuperables. Además, continuamos gestionando activamente nuestro portafolio con una disciplina de asignación de capital, reasignando recursos de otros negocios menos rentables. En este sentido, continuamos reduciendo nuestra exposición a campos convencionales maduros (véase "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Es posible que no ejecutemos en su totalidad o en parte nuestro plan de disposición relacionado con campos maduros ("Proyecto Campos Maduros")").

Al mismo tiempo que aceleramos el potencial de crecimiento de nuestros recursos no convencionales, también nos mantenemos enfocados en mantener altos estándares con respecto a la salud y la seguridad de nuestra gente y las comunidades en las que trabajamos, minimizando nuestra huella de carbono, y manteniéndonos enfocados en asegurar una mayor eficiencia en todas nuestras operaciones, incluyendo la refinación/procesamiento de petróleo y gas natural y la distribución/comercialización de hidrocarburos y productos derivados, que nos posicionan como la compañía integrado líder de energía en Argentina.

Pretendemos fortalecer nuestra competitividad y la adaptación oportuna a las tendencias que se están dando en el sistema energético global y que tendrían un impacto decisivo en las próximas décadas, como la descarbonización y la electrificación, así como aquellas que apuntan a aumentar la eficiencia de la producción y el procesamiento de hidrocarburos.

Pilares estratégicos: "desafío 4x4"

En 2024, lanzamos nuestro plan denominado "desafío 4x4", el cual se basa en la estrategia de largo plazo de YPF y enfoca nuestros esfuerzos en el corto y mediano plazo en 4 pilares estratégicos:

1. Foco en nuestro negocio más rentable: Vaca Muerta

Desarrollo de nuestros acreaje de hidrocarburos no convencionales con ventajas competitivas y eliminación de los cuellos de botella de la producción de petróleo de la formación Vaca Muerta, a través de proyectos de infraestructura que posibilitarán el crecimiento y las exportaciones en el futuro.

2. Gestión activa del portafolio

Racionalización del portafolio de activos convencionales, priorizando la rentabilidad, y crecimiento de nuestra base de recursos a través de adquisiciones, así como a través de la exploración.

3. Maximizar la eficiencia de los segmentos de upstream y downstream

Eficiencia en costos y procesos en todos nuestros segmentos de negocio, y particularmente en la formación Vaca Muerta, con el objetivo de asegurar resiliencia incluso en escenarios de precios bajos, así como la adecuación de nuestras refinerías para facilitar un mayor procesamiento de petróleo no convencional, y alcanzar la calidad esperada de combustibles que demandarán nuestros clientes.

4. Proyecto "Argentina LNG"

Monetización de las reservas de gas natural de clase mundial de Vaca Muerta más allá de la demanda local y regional, liderando el desarrollo de la capacidad de LNG en Argentina.

El plan "desafío 4x4" ya se encuentra en marcha, con el que pretendemos maximizar la creación de valor para nuestros stakeholders de forma sustentable.

Durante 2024, continuamos enfocados en implementar nuestra política corporativa de sustentabilidad y avanzando en nuestro compromiso con las acciones relacionadas con el clima y la energía, la reducción de la intensidad de las emisiones de CO₂ de la Compañía (enfocadas en las operaciones de upstream) así como el desarrollo de energías renovables a través de nuestra participación en YPF Energía Eléctrica S.A. ("YPF EE").

El plan de inversión relacionado con nuestra estrategia requiere la reinversión de nuestras ganancias, la búsqueda de socios estratégicos y el uso de financiamiento a través de deuda a niveles que consideramos prudentes para compañías de nuestra industria. La viabilidad financiera de estas inversiones y los esfuerzos de recuperación de hidrocarburos dependerá de numerosos factores que YPF no controla ni influye, como las condiciones económicas y regulatorias en Argentina, la capacidad de obtener financiamiento en montos satisfactorios a costos competitivos, entre otros. Véase "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con Argentina", "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio" y "Antecedentes financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Factores que afectan nuestras operaciones". Además, continuamos gestionando activamente nuestro portafolio de inversiones, priorizando la desinversión de activos convencionales maduros e incluyendo la evaluación de acuerdos de operaciones conjuntas esenciales para desarrollar nuestro acreaje no convencional.

Fusiones

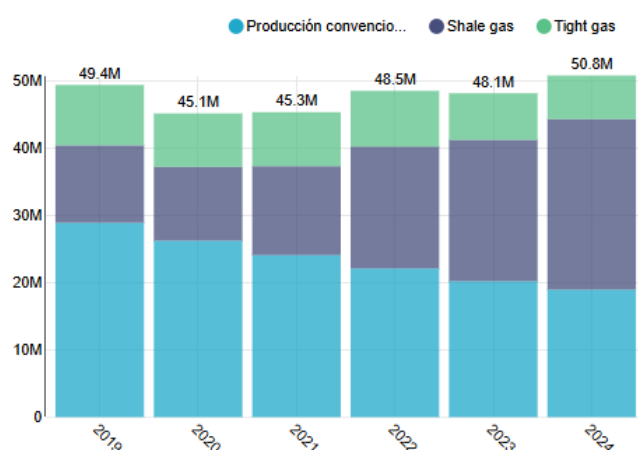
A la fecha de este Prospecto, la Sociedad no tiene fusiones en curso.

Descripción de los sectores en los que se desarrollan las actividades de la Emisora

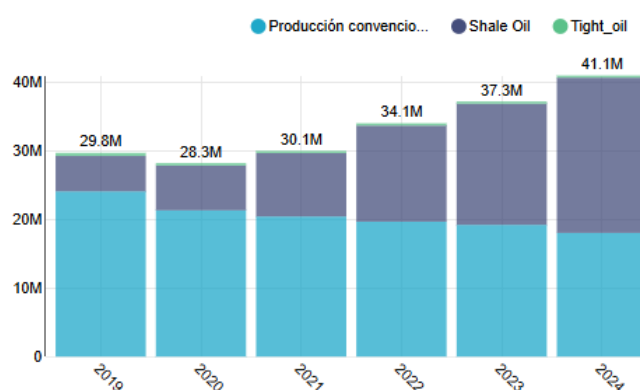
Gran parte de las actividades que desarrolla la Compañía inician con la producción de petróleo y gas. Las principales variables de la industria del petróleo y gas se fijan usualmente en el mercado internacional. Más allá del tratamiento aduanero o tributario y de las regulaciones incorporadas en cada país, el sector se encuentra directamente expuesto a las variaciones de los precios internacionales, las cuales, a su vez, se encuentran influenciadas por factores geopolíticos, en especial aquellos que se desarrollan en la región de Medio Oriente, debido a la elevada concentración de reservas de petróleo en los países de dicha región.

Actualmente, la producción comercial en Argentina está concentrada en cinco cuencas: Neuquina, Golfo San Jorge, Cuyana, Noroeste y Austral. Los siguientes cuadros presentan la evolución de la producción de petróleo y gas en Argentina en los últimos 6 años:

Producción de Gas por Año y Tipo (mm3)



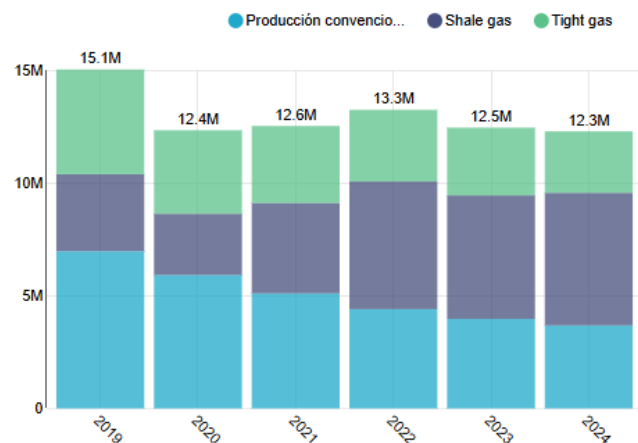
Producción de Petróleo por Año y Tipo (m3)



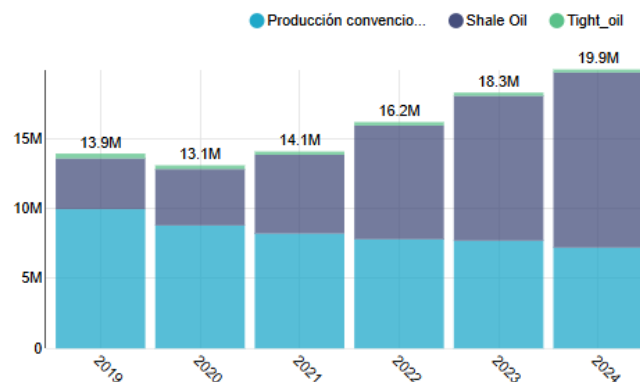
Fuente: Secretaría de Energía.

Los siguientes cuadros presentan la evolución de la producción de petróleo y gas de YPF en los últimos 6 años, abierta por cuenca:

Producción de Gas por Año y Tipo (mm3)



Producción de Petróleo por Año y Tipo (m3)



Fuente: Secretaría de Energía.

El petróleo es vendido por los productores locales en el mercado local, mientras que es usual que los grandes productores exporten parte de su producción. Los precios del crudo se pactan tomando como referencia el Brent menos un descuento comercial que varía por cuenca.

La industria del petróleo y gas también comprende las actividades de almacenamiento y transporte que incluyen la utilización de oleoductos y gasoductos, embarcaciones y camiones para transporte de petróleo y condensado, gas natural seco y licuado. Estas actividades comprenden también la utilización de poliductos buques y camiones para distribuir los productos refinados.

Asimismo, Argentina es un mercado altamente desarrollado que presenta una vasta red de oleoductos y gasoductos troncales y redes de distribución, lo que lo hace un mercado sumamente atractivo por su volumen e infraestructura presente.

El sector del gas, por su parte, comprende la distribución de gas natural domiciliario y la provisión de gas natural a usinas de generación eléctrica, como así también el tratamiento de gas natural que se produce a través de la red para el mercado mayorista.

A su vez, la Compañía desarrolla gran parte de sus actividades en el sector del Downstream el cual incluye la refinación de petróleo para la producción de combustibles y derivados. Dicho sector incluye también las actividades de producción de petroquímicos, la producción de lubricantes y especialidades, y el fraccionamiento y distribución de gas licuado para su uso en la generación eléctrica para consumo domiciliario e industrial.

Este sector comprende además la comercialización de productos a través de distintos canales de venta. Los combustibles y lubricantes se distribuyen a los consumidores finales a través de estaciones de servicio, las cuales incluyen también tiendas de conveniencia.

En el apartado siguiente se describen los principales negocios de YPF.

Para obtener una descripción de los principales sectores en los cuales la Compañía lleva a cabo sus actividades y su respectiva regulación, véase Nota 36 los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Organización del negocio

Véase Nota 1 a los Estados Financieros Consolidados Auditados que muestra una tabla que incluye las principales compañías de nuestra estructura organizacional y detalles de nuestras principales subsidiarias.

Nuestras operaciones, propiedades y clientes se encuentran principalmente ubicados en Argentina. No obstante, también poseemos participación en áreas de exploración en Bolivia y comercializamos aerokerosene, gas natural, lubricantes y derivados en Chile y lubricantes y derivados en Brasil (véase Nota 3 apartado "Venta de la participación en YPF Brasil" a los Estados Financieros Consolidados Auditados). Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía decidió no renovar los contratos asociados a la comercialización de aerokerosene en Chile con el objetivo de enfocar sus operaciones exclusivamente en Argentina.

Al 31 de diciembre de 2024, llevamos a cabo nuestras operaciones de acuerdo con la siguiente organización:

(i) Segmento de negocio de 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 Downstream; y (ii) la venta del gas natural producido y del gas natural retenido en planta al segmento de negocio de Gas y Energía.

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

Con fecha 1 de julio de 2024 ciertos activos relacionados con la producción de arena de fractura para la perforación y fractura de pozos, incluidos previamente en el segmento de negocio de Upstream, han sido agrupados en Administración Central y Otros.

(ii) Segmento de negocio de Downstream

El segmento de negocio 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 productos refinados y productos petroquímicos obtenidos de estos procesos; (iv) la comercialización de petróleo; y (v) 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.

Incurre 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) gasolina y gas natural para ser consumidos en los complejos industriales de refinerías y petroquímica al segmento de negocio de Gas y Energía; y (iii) propano y butano para su comercialización al segmento de negocio de Gas y Energía.

(iii) Segmento de negocio de Gas y Energía

El segmento de negocio de Gas y Energía desarrolla actividades relativas a: (i) el transporte de gas natural a terceros y al segmento de negocio de Downstream, y su comercialización; (ii) la operación comercial y técnica de la terminal de regasificación de GNL en Escobar, a través de la contratación de un buque regasificador; (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 negocio de Downstream, la distribución de gas natural a través de la subsidiaria Metrogas, la venta de gasolina, propano y butano al segmento de negocio de Downstream, y la prestación de servicios de regasificación de GNL.

Incurre 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 negocio de Upstream.

(iv) Administración Central y Otros

Abarca las restantes actividades realizadas por la Compañía 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.

Con fecha 1 de julio de 2024 ciertos activos relacionados con la producción de arena de fractura para la perforación y fractura de pozos, incluidos previamente en el segmento de negocio de Upstream, han sido agrupados en Administración Central y Otros.

El siguiente cuadro presenta, para cada uno de los períodos indicados, los ingresos y el resultado operativo para cada uno de nuestros segmentos de negocio; para más información sobre los ingresos véase Nota 25 a los Estados Financieros Consolidados Auditados:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	2023 ⁽²⁾	2022 ⁽²⁾
	<i>(en millones de US\$)</i>		
Ingresos ⁽¹⁾			
Upstream			
Ingresos	50	32	51
Ingresos intersegmento	8.225	7.211	7.134
Total de Upstream	8.275	7.243	7.185
Downstream			
Ingresos	15.813	14.888	16.016
Ingresos intersegmento	77	100	109
Total de Downstream	15.890	14.988	16.125
Gas y Energía			
Ingresos	2.618	2.017	2.304
Ingresos intersegmento	397	357	391
Total de Gas y Energía	3.015	2.374	2.695
Administración Central y Otros			
Ingresos	812	374	386
Ingresos intersegmento	1.072	781	779
Total de Administración Central y Otros	1.884	1.155	1.165
Ajustes de consolidación	(9.771)	(8.449)	(8.413)
Total Ingresos	19.293	17.311	18.757
Resultado operativo			
Upstream	515	(1.915)	1.306
Downstream	1.306	896	1.523
Gas y Energía	146	(3)	90
Administración Central y Otros	(371)	(282)	(401)
Ajustes de consolidación	(116)	56	(36)
Total Resultado operativo	1.480	(1.248)	2.482
	<i>(en millones de Ps.)</i>		
Total Ingresos	17.895.031	5.484.544	2.526.466
Total Resultado operativo	1.157.238	(1.469.271)	297.616

(1) Las retenciones a las exportaciones se presentan como "Gastos de comercialización" en el rubro "Impuestos, tasas y contribuciones", tal como se indica en la Nota 27 a los Estados Financieros Consolidados Auditados. Las regalías correspondientes a nuestra producción de hidrocarburos se contabilizan como un costo de producción y no se deducen en la determinación de los ingresos. Para más información sobre las políticas contables de nuestros ingresos véase Nota 2.b.12) de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

(2) La información comparativa de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 ha sido reexpresada debido a los cambios en ciertos activos relacionados con la producción de arena de fractura para la perforación y fractura de pozos.

Las ventas entre segmentos de negocio se realizaron a precios internos de transferencia establecidos por la Compañía, que reflejan aproximadamente los precios de mercado doméstico.

El resultado operativo de cada segmento de negocio ha sido determinado después de los ajustes de consolidación.

Para una descripción de nuestras principales inversiones de capital y desinversiones, véase "Antecedentes financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Liquidez y recursos de capital—Inversiones de capital, gastos y desinversiones".

Upstream

El segmento de negocio de Upstream de YPF busca agregar valor a la Compañía optimizando el uso del capital empleado, alcanzando niveles de excelencia operativa, generando así nuevas oportunidades de desarrollo, al mismo tiempo que genera un crecimiento rentable impulsado por la creciente incorporación de proyectos no convencionales a sus actividades, donde la eficiencia en la construcción de pozos es un factor fundamental.

El plan de promoción de la producción de gas natural en Argentina, Plan GasAr 2020-2024, lanzado en noviembre de 2020, le dio a la Compañía la oportunidad de monetizar los yacimientos de gas natural, asegurando abastecer la demanda del país durante cuatro años a un precio que permite el desarrollo de nuestros proyectos de gas natural en determinadas cuencas. En este sentido, el Plan GasAr 2023-2028, lanzado en noviembre de 2022, le permitió a la Compañía ampliar esta oportunidad al asegurar el abastecimiento de la demanda de gas natural del país durante los próximos cuatro años. Para más información véase “Información de la Emisora—Organización del negocio—Gas y Energía—Actividades de gas natural” y Nota 36.d.1) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Durante 2024, continuamos gestionando activamente nuestro portafolio. Al 31 de diciembre de 2024, teníamos participaciones en 111 campos de petróleo y gas en Argentina. Según el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (“IAPG”), en 2024, estos activos representaron el 36,1% de la producción total de petróleo y el 28,7% de la producción total de gas natural de Argentina.

Durante 2024, la producción de hidrocarburos de YPF aumentó 4,4% en comparación con 2023. La producción diaria de petróleo aumentó un 6,0%, la de líquidos de gas natural aumentó un 0,4%, y la de gas natural aumentó 3,4%, en comparación con 2023.

Nuestra producción de hidrocarburos no convencional continuó aumentando fuertemente durante 2024. La producción diaria de petróleo aumentó un 25,9%, la de líquidos de gas natural aumentó un 4,9% y la de gas natural aumentó un 18,6% en comparación con 2023. Adicionalmente, 53% de nuestra producción total de hidrocarburos es no convencional.

El 29 de febrero de 2024 el Directorio de YPF resolvió la disposición de ciertos grupos de activos, principalmente campos maduros en las cuencas Golfo San Jorge, Neuquina, Cuyana y Austral. Esta disposición de activos relacionada con campos maduros (“Proyecto Campos Maduros”) es consistente con los planes de gestión de la Compañía, que considera que la racionalización del portafolio de upstream convencional es una de las palancas en las que se basa la estrategia de YPF, con foco en actividades e inversiones en campos no convencionales. El Proyecto Campos Maduros está alineado con el segundo pilar estratégico de nuestro plan “desafío 4x4”, véase “Información de la Emisora—Estrategia de negocio—Pilares estratégicos: “desafío 4x4”” y “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Es posible que no ejecutemos en su totalidad o en parte nuestro plan de disposición relacionado con campos maduros (“Proyecto Campos Maduros”)”.

En este sentido, durante 2024, YPF firmó distintos acuerdos de cesión por 8 grupos de activos (24 áreas), sujetos al cumplimiento de condiciones de cierre pactadas.

Al 31 de diciembre de 2024 se cumplieron las condiciones de cierre pactadas de los acuerdos de cesión de las concesiones de explotación “Escalante - El Trébol” y “Llancanelo y Llancanelo R”. Adicionalmente, con fecha posterior al 31 de diciembre de 2024, se cumplieron las condiciones de cierre pactadas para los acuerdos de cesión de las concesiones de explotación “Estación Fernández Oro”, “Campamento Central - Cañadón Perdido”, “Barrancas”, “Vizcacheras”, “La Ventana”, “Ceferino”, “Mesa Verde” y “Río Tunuyán”; mientras que los restantes tres acuerdos de cesión se encuentran sujetos al cumplimiento de condiciones de cierre pactadas para los cuales la Sociedad está tomando las medidas necesarias a efectos de su cierre. Para más información véase Nota 11 apartado “Proyecto Campos Maduros” a los Estados Financieros Consolidados Auditados y “Antecedentes financieros—Cambios significativos”.

A la fecha de este Prospecto, los restantes grupos de activos mantenidos para la venta se encuentran en negociaciones con terceros para su disposición o reversión.

Adicionalmente, “Información de la Emisora—Organización del negocio—Upstream—Reservas de petróleo y gas”, “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—Nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas en Argentina”, “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Nuestro negocio depende de proyectos complejos, a largo plazo y de capital intensivo” y “Antecedentes financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Liquidez y recursos de capital—Inversiones de capital, gastos y desinversiones”.

Acreaje

Nuestra producción de hidrocarburos se concentra en Argentina en las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, Cuyana, Noroeste y Austral.

La siguiente tabla presenta, para el período indicado, información sobre nuestra superficie desarrollada y no desarrollada por área geográfica:

	Al 31 de diciembre de 2024			
	(miles de acres)			
	Desarrollada ⁽¹⁾		No desarrollada ⁽²⁾	
	Bruto ⁽³⁾	Neto ⁽⁴⁾	Bruto ⁽³⁾	Neto ⁽⁴⁾
Sudamérica				
Argentina ^{(5) (6) (7)}	1.328	978	19.233	11.170
Resto de Sudamérica ⁽⁸⁾	-	-	4.610	4.425
Total	1.328	978	23.843	15.595

- (1) La superficie desarrollada es aquella asignable a pozos productivos.
- (2) La superficie no desarrollada es aquella en la que no se han perforado o completado pozos hasta un punto que permita la producción de cantidades comerciales de hidrocarburos, independientemente de si dicha superficie contiene reservas comprobadas.
- (3) La superficie bruta es el 100% de aquellas áreas en las que YPF tiene algún tipo de participación.
- (4) La superficie neta es igual a la superficie bruta después de deducir la participación de terceros.
- (5) 9.770 y 4.048 miles de acres corresponden a campos offshore brutos y netos no desarrollados, respectivamente, mientras que 28 y 14 miles de acres corresponden a campos offshore brutos y netos desarrollados, respectivamente.
- (6) Hemos excluido de nuestra superficie no desarrollada aquellos acres correspondientes a permisos de exploración que ya han vencido y que, al 31 de diciembre de 2024, considerando los resultados obtenidos y habiendo cumplido con todos los compromisos de inversión, la Compañía ha notificado a la autoridad de aplicación correspondiente su decisión de revertir el bloque, por lo que YPF no tiene ningún derecho relacionado con dicha superficie.
- (7) Hemos incluido en nuestra superficie aquellos acres obtenidos como consecuencia de compromisos con terceros que están pendientes de aprobación por parte de la autoridad de aplicación correspondiente a la fecha de este Prospecto.
- (8) Se relaciona con Colombia, Bolivia y Uruguay. En Colombia, YPF notificó a la Agencia Nacional de Hidrocarburos ("ANH") la decisión de renunciar a los bloques COR 12 y COR 33; y en julio de 2022, la ANH inició un proceso administrativo alegando que los compromisos de exploración no fueron ejecutados o pagados, a la fecha de este Prospecto, la Compañía ha presentado sus defensas en el proceso administrativo y la ANH está considerando las pruebas ofrecidas. La superficie neta no desarrollada de YPF totalizó, en Bolivia 91.553 acres y en Uruguay 4.160.266 acres.

La superficie exploratoria neta no desarrollada en Argentina bajo el primer o segundo período de exploración que vence en 2025 y en el período 2026-2028 es de 18.325 km² (85,2%) y 3.175 km² (14,8%), respectivamente, de nuestros 21.800 km² de superficie exploratoria neta no desarrollada al 31 de diciembre de 2024. La superficie exploratoria neta no desarrollada en el Resto de Sudamérica es de 17.906 km², que vence en el período 2025-2027.

La extensión de la superficie vencida de la Compañía tendría que entregar a la autoridad de aplicación correspondiente dependerá de nuestra decisión de extender nuestro permiso exploratorio en un área determinada, siempre que se hayan cumplido los requisitos de la Ley de Hidrocarburos, incluido el cumplimiento de nuestras obligaciones en virtud del permiso exploratorio relacionado con esas áreas. Por lo tanto, las áreas que se reversarán generalmente consisten en superficies donde la perforación no ha sido exitosa y se consideran no esenciales.

Al 31 de diciembre de 2024, no tenemos acreaje no desarrollado material relacionado con nuestras concesiones de explotación que expire en el corto plazo.

Permisos de exploración y concesiones de explotación en Argentina

La siguiente tabla presenta, para el período indicado, información sobre nuestros permisos de exploración y concesiones de explotación:

	Al 31 de diciembre de 2024		
	Operados por YPF	No operados por YPF	Total
Permisos de exploración	10	6	16
Concesiones de explotación	66	29	95
Total	76	35	111

La siguiente tabla presenta, para el período indicado, información sobre nuestros permisos de exploración:

	Al 31 de diciembre de 2024					
	Onshore			Offshore		
	100% interés de participación	50,0% interés de participación	Total	100% interés de participación	35,0% - 50,0% interés de participación	Total
Permisos de exploración	6	4	10	-	6	6

La siguiente tabla presenta, para el período indicado, información sobre nuestras concesiones de explotación:

	Al 31 de diciembre de 2024					
	Onshore			Offshore		
	100% interés de participación	7,2% - 93,0% interés de participación	Total	100% interés de participación	50% interés de participación	Total
Concesiones de explotación	51	42	93	-	2	2

La siguiente tabla presenta, para el período indicado, información sobre el año de vencimiento de nuestros permisos de exploración y concesiones de explotación:

	Al 31 de diciembre de 2024							
	Año de vencimiento							
	2025- 2029	2030- 2034	2035- 2039	2040- 2044	2045- 2049	2050- 2054	2055- 2059	2060+
Permisos de exploración	16	-	-	-	-	-	-	-
Operados por YPF	10	-	-	-	-	-	-	-
No operados por YPF	6	-	-	-	-	-	-	-
Concesiones de explotación	40	11	8	11	10	12	1	2
Operados por YPF	30	6	4	11	6	7	1	1
No operados por YPF	10	5	4	-	4	5	-	1
Total	56	11	8	11	10	12	1	2

La siguiente tabla muestra, para el período indicado, nuestras participaciones brutas y netas en pozos productivos de petróleo y gas por cuenca:

Cuenca	Al 31 de diciembre de 2024			
	Pozos ⁽¹⁾ ⁽²⁾			
	Petróleo		Gas	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Neuquina	4.430	3.198	1.872	1.277
Golfo San Jorge	6.350	5.957	59	58
Cuyana	607	556	-	-
Noroeste	40	21	76	37
Austral	98	98	47	47
Onshore	11.525	9.830	2.054	1.419
Austral	56	28	-	-
Offshore	56	28	-	-
Total	11.581	9.858	2.054	1.419

(1) Los pozos brutos son el 100% de los pozos en los que poseemos participación.

(2) Los pozos netos equivalen a los pozos brutos después de deducir la participación de terceros.

En Argentina, el 99,3% de nuestras reservas comprobadas de líquidos se concentran en las cuencas Neuquina (88,8%) y Golfo San Jorge (10,5%), y el 94,7% de nuestras reservas comprobadas de gas natural se concentran en la cuenca Neuquina.

Uniones transitorias ("UT") y acuerdos contractuales en Argentina

La siguiente tabla presenta, para el período indicado, información sobre las UT y acuerdos contractuales de exploración y explotación en los que participamos:

	Al 31 de diciembre de 2024		
	7,2% - 70,0% interés de participación		Total
	Operados por YPF	No operados por YPF	
UT y acuerdos contractuales de exploración	4	6	10
UT y acuerdos contractuales de explotación	13	23	36
Total	17	29	46

Nuestras obligaciones de compartir los costos de exploración y de desarrollo varían en virtud de estos acuerdos. Además, bajo los términos de algunas de nuestras UT, hemos acordado indemnizar a nuestros socios en caso de que nuestros derechos con respecto a dichas áreas se vean restringidos o afectados de tal manera que no se pueda lograr el propósito de la UT. Para obtener una lista de las principales UT de exploración y explotación en las que participamos al 31 de diciembre de 2024, véase Nota 30 a los Estados Financieros Consolidados Auditados. También somos parte de acuerdos contractuales que surgieron a través de la renegociación de contratos de servicios y su conversión en concesiones de explotación y permisos de exploración.

Actividad de perforación en Argentina

La siguiente tabla muestra, para cada uno de los períodos indicados, la cantidad de pozos perforados:

	Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
Pozos perforados brutos ⁽¹⁾			
Petróleo	2	1	10
Gas	2	2	2
De exploración	4	3	12
Secos	5	1	6
Total De exploración	9	4	18
Petróleo	267	300	273
Gas	56	79	70
De explotación	323	379	343
Secos	-	-	-
Total De explotación	323	379	343
Pozos perforados netos ⁽²⁾			
Petróleo	2	1	7
Gas	1	2	1
De exploración	3	3	8
Secos	3	1	6
Total De exploración	6	4	14
Petróleo	178	206	189
Gas	22	40	39
De explotación	200	246	228
Secos	-	-	-
Total De explotación	200	246	228

(1) Los pozos brutos son el 100% de los pozos en el que poseemos participación.

(2) Los pozos netos equivalen a los pozos brutos después de deducir la participación de terceros.

La siguiente tabla muestra, para el período indicado, la cantidad de pozos en proceso de perforación:

	Al 31 de diciembre de 2024	
	Brutos	Netos
Sudamérica		
Argentina	220	138
Resto de Sudamérica	1	1
Total	221	139

Actividad de exploración y desarrollo

Argentina

Actividades de exploración

El **portafolio de exploración onshore** de YPF se focaliza principalmente en proyectos de alto impacto como **Palermo Aike**, que se considera la segunda formación de shale ubicada en la cuenca Austral luego de la formación Vaca Muerta en términos de potencial, y **Vaca Muerta**.

La exploración de **Palermo Aike**, la cual se está desarrollando conjuntamente con Compañía General de Combustibles S.A ("CGC") comenzó en 2023 y continuó hasta 2024. En 2024, se perforó, completó y testeó el primer pozo horizontal. Este pozo presentaba una extensión lateral estimulada de 753 metros con 12 etapas de fractura. Aunque la productividad del pozo resultó baja, la prueba de flujo de retorno ("flowback") produjo gas natural y condensado, confirmando que el pozo está situado en la ventana de madurez de gas natural/condensado.

En la formación **Vaca Muerta**, en 2024, se testearon 2 pozos horizontales perforados durante 2023, con 12 y 13 etapas de estimulación, uno en el bloque Paso de las Bardas Norte donde tenemos una concesión de explotación y otro en el bloque CN VII donde tenemos un permiso de exploración. Cada pozo contó con más de 1.000 metros de extensión horizontal, navegando dos niveles diferentes dentro de la formación Vaca Muerta. Las pruebas de flowback de ambos pozos confirmaron la producción de crudos pesados. Alentada por estos resultados, YPF ingresó, a partir de agosto de 2024, un segundo período exploratorio en el bloque CN VII, el cual fue otorgado a YPF a través de la Decisión Administrativa N° 30/2024 de la Provincia de Mendoza, donde nos comprometimos a perforar 2 pozos exploratorios horizontales adicionales de 2.500 metros de extensión lateral cada uno.

En 2024, en el bloque **Las Tacanas**, se completaron 2 pozos perforados en 2023 y a la fecha de este Prospecto, se encuentran produciendo de acuerdo con las expectativas del pozo tipo.

En cuanto a la actividad en la **Delineación de la Ventana de Gas**, en la zona Oeste de la cuenca Neuquina, los 2 pozos horizontales que iniciaron perforación en 2023 (1 en el bloque Cerro las Minas y 1 en el bloque Loma del Molle), se terminaron de perforación durante 2024. No se realizaron mayores acciones dado que los pozos no resultaron económicos.

El **portafolio offshore** continúa en crecimiento con la adquisición, en noviembre de 2024, a Equinor, del 35% de participación no operada de los bloques **AUS 105** y **AUS 106** situados en la cuenca Austral. Equinor es el operador de estos bloques, con una participación conjunta no operada de YPF y CGC.

En el bloque **CAN 100**, entre abril y junio de 2024, se perforó el primer pozo offshore de Argentina, el pozo Argerich, sin incidentes medioambientales ni de seguridad. Este pozo se localizó a 300 km del puerto de la ciudad de Mar del Plata, en la Provincia de Buenos Aires, a una profundidad en el agua de 1.527 metros, alcanzando la profundidad total planificada de 4.050 metros. En cuanto a los resultados, si bien se comprobó el modelo geológico, no se pudo comprobar la existencia de la roca madre, resultando un pozo seco. A la fecha de este Prospecto, se está llevando a cabo un análisis detallado posterior a la perforación, para evaluar el potencial de exploración restante del bloque.

Actividades de sísmica

Durante 2024, realizamos cuatro campañas sísmicas 3-D en bloques offshore en Argentina. Se adquirieron dos estudios de sísmica 3-D para la cuenca Argentina Norte, una de 1.500 km² en el bloque CAN 102 y otra de 2.800 km² en el bloque CAN 114. Además, se adquirió un estudio sísmico 3-D para la cuenca Austral, 900 km² en el bloque AUS 105 y 1.500 km² en el bloque AUS 106; y otro estudio de sísmica 3-D de 3.000 km² en el bloque MLO 123 ubicado en la cuenca Malvinas. Al 31 de diciembre de 2024, los estudios de sísmica 3-D presentaban un avance del 40% en el bloque MLO 123, del 93% en el bloque CAN 102, mientras que en los bloques CAN 114, AUS 105 y AUS 106 los estudios estaban totalmente finalizados.

Actividades de explotación

Actividades no convencionales

En 2024 la producción de hidrocarburos de nuestras **actividades no convencionales** alcanzó los 208,9 kboe/d (YPF neto, de áreas operadas) lo que representa el 39% de la producción total de YPF (YPF neto, de áreas operadas y no operadas). En 2024, YPF, junto con sus socios, continuó con su plan de crecimiento con una inversión de más de US\$ 2.392 millones (YPF neto, de áreas operadas), puso en producción 195 pozos y realizó más de 8.000 etapas de fractura en los bloques operados por YPF. Considerando todo lo expuesto, YPF espera continuar liderando el desarrollo de las actividades no convencionales en Argentina.

En 2024, YPF estuvo muy activa en sus operaciones de perforación en los bloques del **Hub Core (Loma Campana, La Amarga Chica, Bandurria Sur y Aguada del Chañar)**, con 11 equipos. La eficiencia operativa continuó batiendo récords, con la perforación del pozo horizontal más largo de la formación Vaca Muerta con una longitud total de 8.264 metros (27.113 pies) y una longitud lateral de 4.948 metros (16.234 pies) en 27 días, utilizando datos en tiempo real para la toma de decisiones sobre las actividades de perforación y terminación. La longitud lateral media perforada en los bloques del Hub Core fue de 2.950 metros (9.678 pies). Adicionalmente, véase “Antecedentes financieros—Cambios significativos”.

Las actividades de perforación se han ido incrementando gradualmente en los niveles superiores de la formación Vaca Muerta, mostrando resultados de productividad favorables de los pozos, como la buena productividad de los pozos ejecutados en el nivel “orgánico medio” en los bloques **Loma Campana** y **Bandurria Sur**, y confirmando la expectativa de incrementar las actividades de perforación en los próximos años. Estos resultados permiten confirmar el inventario actual de pozos que se esperan perforar e incorporar nuevas posiciones de perforación.

Las actividades de desarrollo se centran en los niveles inferiores de la formación Vaca Muerta (conocidos como “Cocina” y “Orgánico”) con resultados probados con la aplicación del diseño de estimulación High-Density Completion (“HDC”). Se están aplicando diferentes estrategias para mitigar los efectos “padre/hijo” de la perforación de pozos cercanos a medida que avanza el desarrollo en estos niveles inferiores, tales como ajustes de distanciamiento entre pozos y ajustes de diseño de estimulación.

Durante 2024 se pusieron en producción 3 nuevas instalaciones en los **bloques del Hub Core**: (i) la Batería 3N, con una capacidad de procesamiento de 6.000 m³/d; (ii) una segunda planta de tratamiento de petróleo (“PTC”), con una capacidad de producción de 12.000 m³/d, ambas en el bloque **La Amarga Chica**; y (ii) la Batería 4 en el bloque **Bandurria Sur** con una capacidad de procesamiento de 6.000 m³/d.

Durante 2024, un hito en el desarrollo de la formación Vaca Muerta fue la aceleración de los bloques del **Hub Sur (La Angostura Sur I y La Angostura Sur II)** en la concesión de explotación Aguada Toledo - Sierra Barrosa, con la perforación de 9 PADs (grupos de entre 4 y 6 pozos cada uno). Al 31 de diciembre de 2024, 2 PADs están produciendo de acuerdo con las expectativas del pozo tipo, mientras que se espera que los 7 PADs restantes comiencen a producir durante 2025. Asimismo, al 31 de diciembre de 2024 se puso en producción un módulo de tratamiento de la producción, con una capacidad de 2.500 m³/d.

Respecto a los bloques del **Hub Norte (Bajo del Toro Norte y Narambuena)**, durante 2024, las actividades se centraron en el bloque **Bajo del Toro Norte** con la perforación de 3 PADs en los que se completó la etapa de delineación, y se inició la etapa de desarrollo. El 7 de marzo de 2025, la Provincia de Neuquén otorgó a YPF concesiones de explotación de hidrocarburos no convencionales (“CENCH”) en las áreas Aguada de la Arena, La Angostura Sur I, La Angostura Sur II y Narambuena.

En los bloques del **Hub Gas (Aguada de la Arena, Rincón del Mangrullo, La Ribera y El Orejano)**, el principal hito de 2024 fue la puesta en marcha de la Unidad de Separación Primaria (“USP”) en el bloque **Aguada de la Arena**, que amplió la capacidad en 4 Mm³/d, alcanzando una capacidad total de 7 Mm³/d.

Actividades convencionales

Región Sur

En 2024, la producción de hidrocarburos en la **Región Sur** fue de 84,5 kboe/d (YPF neto de áreas operadas), lo que representa el 16% de la producción total de YPF (YPF neto de áreas operadas y no operadas).

En 2024, la actividad en la Región Sur requirió una inversión total (YPF neto, de áreas operadas) de US\$ 469 millones, de los cuales US\$ 272 millones correspondieron a inversiones asociadas al Proyecto Campos Maduros (de los cuales US\$ 248 millones fueron inversiones en la Provincia de Santa Cruz).

En relación con las inversiones del Proyecto Campos Maduros, US\$ 68 millones estuvieron principalmente relacionados con mantener la sustentabilidad operativa, cuidando la seguridad de las operaciones y de los empleados, así como el medio ambiente. Los US\$ 204 millones restantes fueron inversiones asociadas a proyectos de desarrollo. El costo promedio de desarrollo asociado a la actividad de perforación fue aproximadamente cuatro veces el costo de desarrollo de pozos de petróleo no convencional. La estrategia actual de YPF se basa en campos no convencionales, de acuerdo con el primer pilar del “desafío 4x4”. Véase “Información de la Emisora—Estrategia del negocio” y “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Es posible que no ejecutemos en su totalidad o en parte nuestro plan de disposición relacionado con campos maduros (“Proyecto Campos Maduros”)”.

Con relación al Proyecto Campos Maduros, en noviembre de 2024, tras el cumplimiento de todas las condiciones de cierre por parte de YPF y PECOM Servicios Energía S.A.U. (“PECOM”), se formalizó la transferencia del 100% de los derechos y obligaciones de YPF en la concesión de explotación **Escalante - El Trébol** a favor de PECOM. Adicionalmente, en enero de 2025, luego del cumplimiento de las condiciones de cierre por parte de YPF y PECOM, se formalizó la transferencia del 100% de los derechos y obligaciones de YPF sobre la concesión de explotación **Campamento Central - Cañadón Perdido**. Véase “Información de la Emisora—Estrategia de negocio—Pilares estratégicos: “desafío 4x4”” y Nota 11 apartado “Proyecto Campos Maduros” a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

En junio de 2024, las Provincias de Chubut y Santa Cruz se vieron afectadas por una fuerte tormenta de nieve, que afectó el funcionamiento de instalaciones y pozos. En promedio, la producción de junio y julio de 2024 sufrió una disminución de 13,8 kbb/d y 7,2 kbb/d en las Provincias de Chubut y Santa Cruz, respectivamente, en comparación con la producción media diaria del primer trimestre de 2024. A fines de 2024, la producción se normalizó.

Durante 2024, la actividad en la Región Sur se centró principalmente en el desarrollo de proyectos de inyección de polímeros en el bloque **Manantiales Behr**, en la Provincia de Chubut. En el proyecto **Grimbeek Norte II**, un piloto de inyección secundaria de polímeros, responsable del 33% de la producción terciaria de la Región Sur en 2024 con 2,5 kbb/d en promedio (sin inyección de agua convencional previa) sigue impulsando la producción de petróleo desde 2022. Alentada por los resultados obtenidos, la Compañía tiene previsto iniciar la masificación hacia dos zonas adicionales en 2025. Con la intención de ampliar los resultados del bloque Grimbeek Norte II, en el cuarto trimestre de 2024, se inició un nuevo proyecto de inyección de polímeros en el bloque **Grimbeek Central**, cuyos resultados iniciales se esperan a partir de diciembre de 2025.

En el yacimiento **El Alba Valle**, en el bloque Manantiales Behr, desde 2023, un proyecto de inyección de polímeros sigue impulsando la producción con resultados que superan las expectativas. Este piloto de inyección de polímeros se llevó a cabo en una formación Complejo III que había permanecido sin probar hasta ahora, y alentada por estos resultados, la Compañía está analizando expandir el proyecto hacia dos zonas adicionales del yacimiento El Alba Valle.

Región Oeste

En 2024, la producción de hidrocarburos de la **Región Oeste** fue de 127,5 kboe/d (YPF neto, de áreas operadas), lo que representa el 24% de la producción total de YPF (YPF neto, de áreas operadas y no operadas) .

Durante 2024, la actividad en la Región Oeste implicó una inversión total (YPF neto, de áreas operadas) de US\$ 160 millones, de los cuales US\$ 80 millones corresponden a áreas relacionadas con el Proyecto Campos Maduros. Estas inversiones en campos maduros se enfocaron principalmente en continuar con la sustentabilidad operativa, cuidando la seguridad de las operaciones y de los empleados, así como el medio ambiente. Véase “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Es posible que no ejecutemos en su totalidad o en parte nuestro plan de disposición relacionado con campos maduros (“Proyecto Campos Maduros”)”.

Con relación al Proyecto Campos Maduros, en diciembre de 2024, luego del cumplimiento de todas las condiciones de cierre por parte de YPF y Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. (“PCR”), se formalizó la transferencia del 100% de los derechos y obligaciones de YPF en las concesiones de explotación **Llancanelo y Llancanelo R** a favor de PCR. Adicionalmente, en febrero de 2025 luego del cumplimiento de las condiciones de cierre por parte de YPF y Quintana E&P Argentina S.R.L., Quintana Energy Investments S.A., y Gas Storage and Midstream Services S.A. (“Consortio Quintana”), se formalizó la transferencia del 100% de los derechos y obligaciones de YPF en la concesión de explotación **Estación Fernández Oro** a favor del Consortio Quintana. Véase “Información de la Emisora—Estrategia de negocio—Pilares estratégicos: “desafío 4x4”” y Nota 11 apartado “Proyecto Campos Maduros” a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

La actividad en la Región Oeste se centra en el bloque **Río Neuquén**, donde se desarrolla el único proyecto operado de producción de gas natural convencional de YPF. Durante 2024 se completó 1 pozo sumidero, se perforaron 8 pozos de tight gas y se pusieron en producción 10 pozos, que a la fecha de este Prospecto se encuentran en evaluación. En 2024, las operaciones de inyección de polímeros en el bloque **Chachahuen Sur** se desarrollaron según lo previsto. Adicionalmente, se realizaron desarrollos en este bloque en relación a inversiones en instalaciones. En 2024, se pusieron en marcha el oleoducto de 16 km y la Bateria Skimmer 1.

Actividades no operadas

En 2024, la producción de hidrocarburos de las **áreas no operadas** fue de 115,3 kboe/d (YPF neto, de áreas no operadas), lo que representa el 21% de la producción total de YPF (YPF neto, de áreas no operadas).

Durante 2024, las **actividades convencionales** en las áreas no operadas implicaron una inversión total (YPF neto, de áreas no operadas) de US\$ 29 millones en perforación y terminación y US\$ 20 millones en instalaciones de producción y otras erogaciones de capital, de los cuales US\$ 10 millones corresponden a inversiones relacionadas con el Proyecto Campos Maduros. Estas inversiones en campos maduros se centraron principalmente en continuar la sustentabilidad operativa, cuidando la seguridad de las operaciones y de los empleados, así como el medio ambiente. Véase "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Es posible que no ejecutemos en su totalidad o en parte nuestro plan de disposición relacionado con campos maduros ("Proyecto Campos Maduros")".

En 2024, las **actividades no convencionales** en las áreas no operadas de la cuenca Neuquina implicaron una inversión total (YPF neto, de áreas no operadas) de US\$ 409 millones en perforación y terminación y de US\$ 367 millones en instalaciones de producción y otras erogaciones de capital. Las principales inversiones de petróleo se concentraron en los bloques **Lindero Atravesado y Bajada de Añelo**, mientras que las inversiones de gas se concentraron en los bloques **La Calera y Aguada Pichana Oeste**.

Durante 2024, en el bloque **La Calera**, la construcción del proyecto Central de Procesamiento ("CPF I", por sus siglas en inglés) finalizó su primera etapa en abril de 2024, y en octubre de 2024 se completó la puesta en marcha permitiendo una capacidad de tratamiento de gas natural de 10 Mm³/d y 4.800 m³/d de condensado. Además, una vez finalizada la primera fase de la construcción del proyecto Central de Procesamiento II ("CPF II", por sus siglas en inglés), la capacidad de tratamiento de gas natural aumentará en 4,5 Mm³/d (totalizando 14,5 Mm³/d). Con la CPF II, el bloque La Calera tendrá una capacidad total de tratamiento de 17 Mm³/d y 9.600 m³/d de gas natural y condensado, respectivamente, en 2027.

Los bloques **Aguaragüe, La Calera y Aguada Pichana Oeste** forman parte del Plan GasAr 2020-2024 y del Plan GasAr 2023-2028, cuyo objetivo es impulsar la producción de gas natural en Argentina mediante el otorgamiento de precios competitivos.

Resto de Sudamérica

Actividades de exploración

Durante 2024 se realizaron estudios geológicos para evaluar el potencial del bloque OFF 5, un área offshore en **Uruguay**, que a 31 de diciembre de 2024 representa 16.836 km² del acreaje de YPF.

En octubre de 2024, iniciamos la perforación del pozo comprometido en el Bloque Charagua, en **Bolivia** (en el que tenemos una participación del 60%), el cual, al 31 de diciembre de 2024, se encuentra en perforación con un avance del 27%.

Los bloques COR 12 y COR 33 situados en la cuenca Cordillera Oriental en **Colombia** los operamos bajo la autorización de la ANH. Nuestra participación es del 60% en el bloque COR 12 y del 55% en el bloque COR 33. La superficie neta combinada de estos bloques es de 700 km². En 2016, YPF, junto con sus socios, informó a la ANH su decisión de revertir ambos bloques. En julio de 2022, la ANH inició un proceso administrativo alegando que los compromisos de exploración no fueron ejecutados o pagados. A la fecha de este Prospecto, la Compañía ha presentado sus defensas en el proceso administrativo y la ANH está considerando las pruebas ofrecidas.

Reservas de petróleo y gas

Las reservas comprobadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo y gas que, conforme al análisis de información geocientífica y de ingeniería, se pueden estimar económicamente producibles con certeza razonable (a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos, y bajo las condiciones económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales existentes) con anterioridad al vencimiento de los contratos por los cuales se cuente con los derechos de operación correspondientes, a menos que las pruebas indiquen que la renovación es razonablemente cierta, independientemente de si se han usado métodos probabilísticos o determinísticos para realizar dicha estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado, o el operador debe contar con certeza razonable de que comenzará dicho proyecto dentro de un tiempo razonable. En ciertos casos pueden resultar necesarias inversiones significativas en nuevos pozos e instalaciones relacionadas para extraer las reservas comprobadas.

La información sobre las reservas comprobadas al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 se calculó de acuerdo con las normas de la SEC y las normas del Financial Accounting Standards Board ("FASB") ASC 932. En consecuencia, los precios del petróleo que se utilizan para determinar las reservas se calcularon para cada mes, para los crudos de diferente calidad producidos por la Compañía. Por lo tanto, para el cálculo de nuestras reservas netas comprobadas al 31 de diciembre 2024, la Compañía consideró, de acuerdo con las normas de la SEC y FASB ASC 932, el precio promedio no ponderado obtenido por el petróleo en cada mes dentro del período de 12 meses finalizados el 31 de diciembre de 2024, tomando como referencia el precio del petróleo local ajustado por las diferentes calidades de crudo producidas por la Compañía.

Las reservas reportadas contenidas en este Prospecto incluyen sólo nuestras reservas comprobadas y no incluyen reservas probables o reservas posibles.

Adicionalmente, dado que no hay precios de referencia de gas natural disponibles en el mercado en Argentina, la Compañía utilizó el promedio del período de 12 meses finalizados el 31 de diciembre de 2024 de los precios de realización del mercado doméstico de acuerdo con las normas SEC y FASB ASC 932, y los precios de contratos adjudicados a YPF por el Plan GasAr 2020-2024 y el Plan GasAr 2023-2028 para ciertos bloques en ciertas cuencas, los cuales estarán vigentes hasta las fechas de finalización correspondientes. Véase Nota 36.d.1) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

No obstante lo mencionado, los precios internacionales han fluctuado significativamente en los últimos años. Véase "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Nuestras reservas y producción de petróleo y gas pueden disminuir" y "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Nuestras reservas de petróleo y gas son estimaciones".

Las reservas netas corresponden a la porción atribuible a la participación de la Compañía en las reservas brutas, y se obtienen deduciendo la participación de terceros. En la determinación de los volúmenes netos de reservas, la Compañía excluye de las cifras las regalías debidas a terceros, ya sea en especie o en efectivo, cuando el propietario de las regalías 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 las regulaciones locales se denominen "regalías". Este mismo criterio es utilizado en el cálculo de los volúmenes de producción.

Las reservas de gas natural excluyen el equivalente gaseoso de líquidos que se espera sean extraídos del gas natural proveniente de las concesiones y permisos, en instalaciones de yacimientos y plantas de procesamiento de gas natural. Estos líquidos están incluidos en las reservas comprobadas netas de NGLs.

Tecnología empleada para establecer incorporaciones de reservas comprobadas

Las estimaciones de reservas comprobadas de YPF al 31 de diciembre de 2024 se basan en estimaciones generadas a partir de la integración de información disponible y apropiada, utilizando tecnologías bien establecidas, en las que se han demostrado resultados consistentes y repetibles en el campo. Los datos usados en estos cálculos integrados incluyen información obtenida directamente de las formaciones a través de los pozos, como por ejemplo perfiles, muestras del reservorio, muestras de fluido de formación, información estática y dinámica de presiones, datos de ensayos de producción e información de monitoreo y performance. Los datos empleados también incluyen información del subsuelo obtenida a partir de mediciones indirectas, incluyendo registros sísmicos 2-D y 3-D de alta calidad, calibrados con pozos de control. Cuando resulta aplicable, se utilizó también información geológica de afloramientos. Las herramientas utilizadas para interpretar e integrar estos datos incluyeron softwares propios y comerciales para el modelado de reservorios y análisis de datos. En algunas circunstancias donde se dispone de modelos análogos apropiados, se utilizaron parámetros de reservorio de dichos modelos para incrementar la confiabilidad de nuestras estimaciones de reservas.

Para más información acerca del proceso de estimación de nuestras reservas comprobadas, véase "—Controles internos de las reservas y las auditorías de las reservas".

Reservas netas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas al 31 de diciembre de 2024

Los siguientes cuadros presentan, para el período indicado, nuestra estimación de reservas netas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo, NGLs y gas natural:

Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024				
	Petróleo ⁽¹⁾	NGLs	Gas natural	Total ⁽²⁾
	(Mbbl)	(Mbbl)	(bcf)	(Mboe)
Reservas comprobadas desarrolladas				
<u>Compañías consolidadas</u>				
Sudamérica				
Argentina	284	44	1.627	618
Total Reservas comprobadas desarrolladas	284	44	1.627	618
Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024				
	Petróleo ⁽¹⁾	NGLs	Gas natural	Total ⁽²⁾
	(Mbbl)	(Mbbl)	(bcf)	(Mboe)
Reservas comprobadas no desarrolladas				
<u>Compañías consolidadas</u>				
Sudamérica				
Argentina	264	25	1.061	478
Total Reservas comprobadas no desarrolladas	264	25	1.061	478
Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024				
	Petróleo ⁽¹⁾	NGLs	Gas natural	Total ⁽²⁾
	(Mbbl)	(Mbbl)	(bcf)	(Mboe)
Reservas comprobadas ^{(2) (3)}				
<u>Compañías consolidadas</u>				
Desarrolladas	284	44	1.627	618
No Desarrolladas	264	25	1.061	478
Total Reservas comprobadas	548	69	2.688	1.096

(1) Incluye petróleo (petróleo y condensado).

(2) Los volúmenes de gas natural indicados en el cuadro anterior y en otras partes de este Prospecto se han convertido a razón de 5.615 pies cúbicos por barril de petróleo crudo equivalente.

(3) Las reservas comprobadas de petróleo y NGLs incluyen aproximadamente 71 Mbbl de petróleo y 9 Mbbl de NGLs correspondientes a pagos de regalías que, como se ha descrito, constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. Las reservas comprobadas de gas natural incluyen aproximadamente 309 bcf correspondiente a dichos pagos.

Con posterioridad al cierre de reservas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, y tal lo decidido por el Directorio de YPF S.A. en su reunión del 29 de febrero de 2024, YPF inició un proceso de desinversión de ciertos campos maduros con un volumen de aproximadamente 85 Mboe de reservas comprobadas, principalmente de petróleo. En este sentido, durante 2024, YPF firmó distintos acuerdos de cesión por 8 grupos de activos (24 áreas) sujetos al cumplimiento de condiciones de cierre pactadas. Al 31 de diciembre de 2024, el volumen asociado a las áreas restantes que no habían cumplido las condiciones de cierre pactadas y/o que no habían sido firmados pero continuaban en negociaciones con terceros para su disposición o reversión es de aproximadamente 37 Mboe. Para más información véase Nota 11 apartado “Proyecto Campos Maduros” a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Además, véase “Información de la Emisora—Estrategia de negocio”, “Información de la Emisora—Organización del negocio—Upstream”, “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—Nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas en Argentina”, “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Nuestro negocio depende de proyectos complejos, a largo plazo y de capital intensivo”, “Antecedentes financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Liquidez y recursos de capital—Inversiones de capital, gastos y desinversiones”.

Tasa de reemplazo de reservas

La tasa de reemplazo de reservas se define como la cantidad neta de reservas comprobadas incorporadas dividida por los volúmenes producidos en un período determinado.

Al 31 de diciembre de 2024, la tasa de reemplazo de reservas era del 112%, como resultado de una incorporación de 220 Mboe (107 Mboe de líquidos y 113 Mboe de gas natural) y considerando 196 Mboe producidos durante el año y la cantidad de reservas comprobadas al inicio del ejercicio 2024. Adicionalmente, se descontaron 11 Mboe de reservas comprobadas relacionadas a ventas.

Si se excluye la influencia de las reservas y los volúmenes de producción asociados a los activos del Proyecto Campos Maduros, nuestra tasa de reemplazo de reservas alcanza el 146% al 31 de diciembre de 2024.

Además, si el análisis se limita únicamente a los yacimientos no convencionales, la tasa de reemplazo de reservas alcanzó el 192% al 31 de diciembre de 2024.

Para información adicional sobre cambios en las reservas comprobadas y la fiabilidad de las estimaciones de las reservas comprobadas, véase “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Nuestras reservas y producción de petróleo y gas pueden disminuir” y “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Nuestras reservas de petróleo y gas son estimaciones”.

El siguiente cuadro presenta, para cada uno de los períodos indicados, la tasa de reemplazo de reservas:

Tasa de reemplazo de reservas ⁽¹⁾	Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de		
	(%)		
	2024	2023	2022
	112%	39%	124%

(1) Incluye volúmenes por ventas y adquisiciones.

Cambios en las reservas comprobadas netas estimadas de YPF durante 2024

Extensiones y descubrimientos

Como resultado de la perforación y puesta en producción de pozos en áreas con reservas o recursos no comprobados, se incorporaron aproximadamente 220 Mboe de reservas comprobadas no desarrolladas (717 bcf de gas natural, 11 Mbbl de NGLs y 81 Mbbl de petróleo), y se incorporaron 30 Mboe de reservas comprobadas desarrolladas (63 bcf de gas natural, 1 Mbbl de NGLs y 18 Mbbl de petróleo).

Tanto las incorporaciones de reservas comprobadas no desarrolladas como las contribuciones a reservas comprobadas desarrolladas están principalmente relacionadas con proyectos de petróleo y gas natural no convencional de la formación Vaca Muerta en la cuenca Neuquina.

Recuperación mejorada

Una revisión a la baja de aproximadamente 2 Mboe resultó en un cambio de reservas comprobadas netas de recuperación mejorada en proyectos de recuperación secundaria y terciaria, principalmente de áreas ubicadas en la cuenca Golfo San Jorge.

Ventas y adquisiciones

En relación con las ventas y adquisiciones, durante 2024 se vendieron tres activos con aproximadamente 11 Mboe de reservas comprobadas, principalmente de petróleo.

Revisiones de estimaciones previas

Durante 2024, las reservas comprobadas de la Compañía fueron revisadas a la baja en 17 Mboe (un incremento de 10 Mbbl de petróleo, una disminución de 1 Mbbl de NGLs y una disminución de 144 bcf de gas natural). Las principales revisiones de las reservas comprobadas se deben a lo siguiente:

- Una revisión a la baja de 73 Mboe de reservas comprobadas (un incremento de 4 Mboe de petróleo, una disminución de 9 Mbbl de NGLs y una disminución de 385 bcf de gas natural) relacionado principalmente con cambios en la estrategia de los proyectos y en los cronogramas de perforación.
- Un aumento de 33 Mboe de reservas comprobadas (principalmente de gas natural), como resultado de los aspectos económicos relacionados con los cambios en los costos operativos de los yacimientos y los precios del petróleo y el gas natural.
- Un aumento de 21 Mboe de reservas comprobadas (un incremento de 7 Mbbl de petróleo, de 4 Mbbl de NGLs y de 58 bcf de gas natural) relacionada principalmente con el desempeño de proyectos, que fue mejor que lo previsto.
- Una revisión al alza de 2 Mboe (principalmente de NGLs) relacionada con cambios en la participación en áreas y los ajustes de las previsiones de producción.

Cambios en las reservas comprobadas netas estimadas de YPF durante 2023

Extensiones y descubrimientos

Como resultado de la perforación y puesta en producción de pozos en áreas con reservas o recursos no comprobados, se incorporaron aproximadamente 23 Mboe de reservas comprobadas desarrolladas (66 bcf de gas natural y 11 Mbbl de petróleo), y se incorporaron 105 Mboe de reservas comprobadas no desarrolladas (192 bcf de gas natural, 7 Mbbl de GNL y 64 Mbbl de petróleo crudo).

Tanto las incorporaciones de reservas comprobadas no desarrolladas como las contribuciones a reservas comprobadas desarrolladas están principalmente relacionadas con proyectos de petróleo y gas no convencional de la formación Vaca Muerta en la cuenca Neuquina.

Recuperación mejorada

Una revisión al alza de 17 Mboe resultó en un cambio de reservas comprobadas netas de recuperación mejorada en proyectos de recuperación secundaria y terciaria, principalmente de áreas ubicadas en la cuenca Golfo San Jorge.

Ventas y adquisiciones

No hubo cambios relacionados con ventas y adquisiciones durante 2023.

Revisiones de estimaciones previas

Durante 2023, las reservas comprobadas de la Compañía fueron revisadas a la baja en 72 Mboe (una disminución de 63 Mbbl de petróleo, un aumento de 5 Mbbl de NGLs y una disminución de 80 bcf de gas natural). Las principales revisiones de las reservas comprobadas se deben a lo siguiente:

- Una revisión a la baja de 69 Mboe de reservas comprobadas (una disminución de 43 Mbbl de líquidos y una disminución de 26 bcf de gas natural), como resultado de los aspectos económicos relacionados con los cambios en los costos operativos de los yacimientos y en los precios del petróleo y el gas natural.
- Un aumento de 35 Mboe de reservas comprobadas (16 Mbbl de líquidos y 19 Mboe de gas natural) se relacionó con el desempeño de proyectos, que fue mejor de lo previsto.
- Una disminución de 53 Mboe de reservas comprobadas (una disminución de 36 Mbbl de líquidos y una disminución de 19 bcf de gas natural) relacionada principalmente con cambios en la estrategia de los proyectos y en los cronogramas de perforación.
- Una revisión al alza de 18 Mboe (8 Mbbl de líquidos y 10 Mboe de gas natural) relacionada principalmente con cambios en la participación en áreas, la incorporación de nuevos proyectos y los ajustes de las previsiones de producción.

Cambios en las reservas comprobadas netas estimadas de YPF durante 2022

Extensiones y descubrimientos

Como resultado de la perforación y puesta en producción de pozos en áreas con reservas o recursos no comprobados, se incorporaron aproximadamente 34 Mboe de reservas comprobadas desarrolladas (5 Mbbl de petróleo, 3 Mbbl de NGLs y 144 bcf de gas natural), y se incorporaron 288 Mboe de reservas comprobadas no desarrolladas (808 bcf de gas natural, 24 Mbbl de NGLs y 120 Mbbl de petróleo).

Tanto las incorporaciones de reservas comprobadas no desarrolladas como las contribuciones a reservas comprobadas desarrolladas están principalmente relacionadas con proyectos de petróleo y gas no convencional de la formación Vaca Muerta en la cuenca Neuquina.

Recuperación mejorada

Una revisión a la baja de 7 Mboe resultó en un cambio de reservas comprobadas netas de recuperación mejorada en proyectos de recuperación secundaria y terciaria, principalmente de áreas ubicadas en la cuenca Golfo San Jorge. Las revisiones netas están relacionadas con cambios negativos en proyectos de recuperación secundaria debido a estimaciones de reservas y revisiones de estrategia, y a cambios positivos como resultado de incorporaciones de implementación de proyectos de recuperación terciaria en la cuenca Neuquina.

Ventas y adquisiciones

No hubo cambios o incorporaciones de volúmenes durante 2022 como resultado de ventas y/o adquisiciones.

Revisiones de estimaciones previas

Durante 2022, las reservas comprobadas de la Compañía fueron revisadas a la baja en 87 Mboe (una disminución de 72 Mbbl de petróleo, un aumento de 1 Mbbl de NGLs y una disminución de 91 bcf de gas natural). Las principales revisiones de las reservas comprobadas se deben a lo siguiente:

- Una revisión a la baja de 46 Mboe resultó de la modificación del cronograma de perforación y los ajustes de la estrategia de proyectos.
- Una disminución de 55 Mboe como resultado de revisiones económicas afectadas por mayores costos operativos y cambios en el precio del petróleo.
- Una revisión al alza de 15 Mboe resultó de los campos existentes debido a un mejor desempeño en la producción de líquidos y gas natural. Adicionalmente, se produjo un aumento de aproximadamente 4 Mboe como consecuencia de nuevas estimaciones de reservas, principalmente en la cuenca Neuquina.

Cambios en nuestras reservas netas comprobadas no desarrolladas durante 2024

YPF tenía un volumen estimado de reservas netas comprobadas no desarrolladas de 478 Mboe al 31 de diciembre de 2024, que representaba el 44% de las 1.096 Mboe de reservas netas comprobadas totales a dicha fecha. Al 31 de diciembre de 2023, las reservas comprobadas netas no desarrolladas estimadas eran de 473 Mboe (44% de las 1.072 Mboe de reservas comprobadas netas totales a dicha fecha).

La disminución del 1% en las reservas netas comprobadas no desarrolladas en 2024, es atribuible principalmente a lo siguiente:

- Extensiones y descubrimientos, que incorporaron 220 Mboe (717 bcf de gas natural, 11 Mbbl de NGLs y 81 Mbbl de petróleo) de reservas comprobadas no desarrolladas procedentes principalmente de proyectos de petróleo y gas no convencionales de la formación Vaca Muerta en la cuenca Neuquina en los siguientes bloques:
 - Petróleo: Loma La Lata Norte, Aguada del Chañar, Bandurria Sur y La Amarga Chica.
 - Gas natural: Aguada Pichana Oeste, La Calera, Rincón del Mangrullo y Aguada de la Arena.
- Proyectos de desarrollo de yacimientos relacionados con reservas comprobadas no desarrolladas, que permitieron transferir 106 Mboe de reservas comprobadas no desarrolladas a reservas comprobadas desarrolladas principalmente en la cuenca Neuquina. Las contribuciones están relacionadas con pozos de desarrollo (104 Mboe) y proyectos de recuperación mejorada (2 Mboe), principalmente de las siguientes áreas:
 - Petróleo: La Amarga Chica, Bandurria Sur y Loma La Lata Norte.
 - Gas natural: Aguada Pichana Oeste, La Calera y Aguada de la Arena.
- Los cambios en los planes de perforación dieron lugar a una disminución de 77 Mboe (11 Mbbl de líquidos y 367 bcf de gas natural) procedentes principalmente de yacimientos no convencionales.
- Los cambios en los precios del petróleo y el gas y su impacto en la valoración económica, que se tradujo en una reducción de 4 Mboe de reservas comprobadas no desarrolladas.

Durante 2024, la inversión total de YPF para continuar con el desarrollo de reservas fue de US\$ 2.263 millones, de los cuales US\$ 1.676 millones se destinaron a proyectos relacionados con reservas comprobadas no desarrolladas.

Al 31 de diciembre de 2024, no teníamos cantidades significativas de reservas comprobadas no desarrolladas en yacimientos individuales o países que hayan permanecido sin desarrollar durante cinco años o más después de haber sido reveladas como reservas comprobadas no desarrolladas.

Cambios en las reservas comprobadas estimadas de YPF

Los siguientes cuadros presentan los cambios en las reservas comprobadas netas de YPF por los ejercicios finalizados al diciembre 2024, 2023 y 2022, abiertas por producto:

Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre									
(millones de barriles)									
	2024			2023			2022		
	Argentina	Otros en el exterior	Total	Argentina	Otros en el exterior	Total	Argentina	Otros en el exterior	Total
Petróleo y condensado									
<u>Compañías consolidadas</u>									
Al 1 de enero	546	-	546	606	-	606	643	-	643
Desarrolladas	263	-	263	262	-	262	322	-	322
No desarrolladas	283	-	283	344	-	344	321	-	321
Revisiones de estimaciones previas ⁽¹⁾	10	-	10	(63)	-	(63)	(72)	-	(72)
Extensiones y descubrimientos	99	-	99	75	-	75	125	-	125
Recuperación mejorada	(2)	-	(2)	17	-	17	(7)	-	(7)
Compra de minerales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venta de minerales	(11)	-	(11)	-	-	-	-	-	-
Producción del año ⁽²⁾	(94)	-	(94)	(89)	-	(89)	(83)	-	(83)
Al 31 de diciembre ⁽³⁾	548	-	548	546	-	546	606	-	606
Desarrolladas	284	-	284	263	-	263	262	-	262
No desarrolladas	264	-	264	283	-	283	344	-	344
<u>Compañías sobre las que se ejerce influencia significativa</u>									
Al 1 de enero	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisiones de estimaciones previas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recuperación mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compra de minerales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venta de minerales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 de diciembre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre									
(millones de barriles)									
	2024			2023			2022		
	Argentina	Otros en el exterior	Total	Argentina	Otros en el exterior	Total	Argentina	Otros en el exterior	Total
Petróleo y condensado									
<u>Compañías consolidadas y compañías sobre las que se ejerce influencia significativa</u>									
Al 1 de enero									
Desarrolladas	263	-	263	262	-	262	322	-	322
No desarrolladas	283	-	283	344	-	344	321	-	321
Total	546	-	546	606	-	606	643	-	643
Al 31 de diciembre									
Desarrolladas	284	-	284	263	-	263	262	-	262
No desarrolladas	264	-	264	283	-	283	344	-	344
Total	548	-	548	546	-	546	606	-	606

- (1) Las revisiones de las estimaciones de las reservas se llevan a cabo al menos una vez por año. Las revisiones de las reservas de petróleo y gas se consideran prospectivamente para el cálculo de la depreciación.
- (2) La producción de petróleo para los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 incluye un estimado de 13, 12 y 12 Mbbl, respectivamente, correspondientes a pagos de regalías que constituyen una obligación financiera o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar.
- (3) Las reservas comprobadas de petróleo crudo de nuestras compañías consolidadas por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, incluyen un estimado de 71, 72 y 82 Mbbl, respectivamente, correspondientes a pagos de regalías que constituyen una obligación financiera o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar.

Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre									
(millones de barriles)									
	2024			2023			2022		
	Otros en el			Otros en el			Otros en el		
	Argentina	exterior	Total	Argentina	exterior	Total	Argentina	exterior	Total
NGLs									
Compañías consolidadas									
Al 1 de enero	74	-	74	77	-	77	64	-	64
Desarrolladas	41	-	41	36	-	36	34	-	34
No desarrolladas	33	-	33	41	-	41	30	-	30
Revisiones de estimaciones previas (1)	(1)	-	(1)	5	-	5	1	-	1
Extensiones y descubrimientos	12	-	12	8	-	8	27	-	27
Recuperación mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compra de minerales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venta de minerales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año (2)	(16)	-	(16)	(16)	-	(16)	(15)	-	(15)
Al 31 de diciembre (3)	69	-	69	74	-	74	77	-	77
Desarrolladas	44	-	44	41	-	41	36	-	36
No desarrolladas	25	-	25	33	-	33	41	-	41
Compañías sobre las que se ejerce influencia significativa									
Al 1 de enero	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisiones de estimaciones previas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recuperación mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compra de minerales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venta de minerales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 de diciembre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-

	Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre								
	(millones de barriles)								
	2024			2023			2022		
	Otros en el			Otros en el			Otros en el		
	Argentina	exterior	Total	Argentina	exterior	Total	Argentina	exterior	Total
NGLs									
<u>Compañías consolidadas y compañías sobre las que se ejerce influencia significativa</u>									
Al 1 de enero									
Desarrolladas	41	-	41	36	-	36	34	-	34
No desarrolladas	33	-	33	41	-	41	30	-	30
Total	74	-	74	77	-	77	64	-	64
Al 31 de diciembre									
Desarrolladas	44	-	41	41	-	41	36	-	36
No desarrolladas	25	-	25	33	-	33	41	-	41
Total	69	-	69	74	-	74	77	-	77

- (1) Las revisiones de las estimaciones de las reservas se llevan a cabo al menos una vez por año. Las revisiones de las reservas de petróleo y gas se consideran de manera prospectiva para el cálculo de la depreciación.
- (2) La producción de líquidos de gas natural para los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 incluye un estimado de 2, 2 y 2 Mbbl, respectivamente, correspondientes a pagos de regalías que constituyen una obligación financiera o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar.
- (3) Las reservas comprobadas de líquidos de gas natural de nuestras compañías consolidadas para los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 incluyen un estimado de 9, 10 y 11 Mbbl, respectivamente, correspondientes a pagos de regalías que constituyen una obligación financiera o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar.

Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre

	(bcf)								
	2024			2023			2022		
	Otros en			Otros en			Otros en		
	Argentina	el exterior	Total	Argentina	el exterior	Total	Argentina	el exterior	Total
Gas natural									
<u>Compañías consolidadas</u>									
Al 1 de enero	2.536	-	2.536	2.826	-	2.826	2.447	-	2.447
Desarrolladas	1.656	-	1.656	1.637	-	1.637	1.676	-	1.676
No desarrolladas	880	-	880	1.189	-	1.189	771	-	771
Revisiones de estimaciones previas ⁽¹⁾	(144)	-	(144)	(80)	-	(80)	(91)	-	(91)
Extensiones y descubrimientos	781	-	781	257	-	257	952	-	952
Recuperación mejorada	*	-	*	-	-	-	1	-	1
Compra de minerales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venta de minerales	(1)	-	(1)	-	-	-	-	-	-
Producción del año ⁽²⁾	(484)	-	(484)	(467)	-	(467)	(483)	-	(483)
Al 31 de diciembre ^{(3) (4)}	2.688	-	2.688	2.536	-	2.536	2.826	-	2.826
Desarrolladas	1.627	-	1.627	1.656	-	1.656	1.637	-	1.637
No desarrolladas	1.061	-	1.061	880	-	880	1.189	-	1.189
<u>Compañías sobre las que se ejerce influencia significativa</u>									
Al 1 de enero	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisiones de estimaciones previas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recuperación mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compra de minerales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venta de minerales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 de diciembre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre

	(bcf)								
	2024			2023			2022		
	Otros en			Otros en			Otros en		
	Argentina	el exterior	Total	Argentina	el exterior	Total	Argentina	el exterior	Total
Gas natural									
<u>Compañías consolidadas y compañías sobre las que se ejerce influencia significativa</u>									
Al 1 de enero									
Desarrolladas	1.656	-	1.656	1.637	-	1.637	1.676	-	1.676
No desarrolladas	880	-	880	1.189	-	1.189	771	-	771
Total	2.536	-	2.536	2.826	-	2.826	2.447	-	2.447
Al 31 de diciembre									
Desarrolladas	1.627	-	1.627	1.656	-	1.656	1.637	-	1.637
No desarrolladas	1.061	-	1.061	880	-	880	1.189	-	1.189
Total	2.688	-	2.688	2.536	-	2.536	2.826	-	2.826

(*) Inmaterial (menor a 1).

(1) Las revisiones de las estimaciones de las reservas se llevan a cabo al menos una vez por año. Las revisiones de las reservas de petróleo y gas se consideran de manera prospectiva para el cálculo de la depreciación.

(2) La producción de gas natural para los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 incluyen un estimado de 55, 54 y 57 bcf, respectivamente, correspondientes a pagos de regalías que constituyen una obligación financiera o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar.

(3) Las reservas comprobadas de gas natural de nuestras compañías consolidadas para los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, incluyen un estimado de 309, 292 y 335 bcf, respectivamente, correspondientes a pagos de regalías que constituyen una obligación financiera o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción.

(4) Las reservas comprobadas de gas natural de nuestras compañías consolidadas para los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 incluyen un estimado de 255, 282 y 299 bcf, que se consume como combustible en el campo.

	Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre								
	(Millones de barriles de petróleo equivalente)								
	2024			2023			2022		
	Otros en el exterior			Otros en el exterior			Otros en el exterior		
	Argentina		Total	Argentina		Total	Argentina		Total
Petróleo equivalente ⁽¹⁾									
<u>Compañías consolidadas</u>									
Al 1 de enero	1.072	-	1.072	1.187	-	1.187	1.143	-	1.143
Desarrolladas	599	-	599	590	-	590	655	-	655
No desarrolladas	473	-	473	597	-	597	488	-	488
Revisiones de estimaciones previas ⁽²⁾	(17)	-	(17)	(72)	-	(72)	(87)	-	(87)
Extensiones y descubrimientos	250	-	250	127	-	127	322	-	322
Recuperación mejorada	(2)	-	(2)	17	-	17	(7)	-	(7)
Compra de minerales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venta de minerales	(11)	-	(11)	-	-	-	-	-	-
Producción del año ⁽³⁾	(196)	-	(196)	(187)	-	(187)	(184)	-	(184)
Al 31 de diciembre ⁽⁴⁾	1.096	-	1.096	1.072	-	1.072	1.187	-	1.187
Desarrolladas	618	-	618	599	-	599	590	-	590
No desarrolladas	478	-	478	473	-	473	597	-	597
<u>Compañías sobre las que se ejerce influencia significativa</u>									
Al 1 de enero	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisiones de estimaciones previas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recuperación mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compra de minerales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venta de minerales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 de diciembre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre									
(Millones de barriles de petróleo equivalente)									
	2024			2023			2022		
	Otros en el exterior			Otros en el exterior			Otros en el exterior		
	Argentina		Total	Argentina		Total	Argentina		Total
Petróleo equivalente									
Compañías consolidadas y compañías sobre las que se ejerce influencia significativa									
Al 1 de enero									
Desarrolladas	599	-	599	590	-	590	655	-	655
No desarrolladas	473	-	473	597	-	597	488	-	488
Total	1.072	-	1.072	1.187	-	1.187	1.143	-	1.143
Al 31 de diciembre									
Desarrolladas	618	-	618	599	-	599	590	-	590
No desarrolladas	478	-	478	473	-	473	597	-	597
Total	1.096	-	1.096	1.072	-	1.072	1.187	-	1.187

- (1) Los volúmenes de gas natural se han convertido a razón de 5.615 pies cúbicos por barril de petróleo equivalente.
- (2) Las revisiones de las estimaciones de las reservas se llevan a cabo al menos una vez por año. Las revisiones de las reservas de petróleo, líquidos de gas natural y gas natural se consideran de manera prospectiva para el cálculo de la depreciación.
- (3) La producción de barriles de petróleo equivalente de nuestras compañías consolidadas para los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 incluye un estimado de 25, 24 y 24 Mboe, respectivamente, correspondientes a pagos de regalías que constituyen una obligación financiera o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar.
- (4) Las reservas comprobadas de petróleo equivalente de nuestras compañías consolidadas para los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, incluyen un estimado de 135, 134 y 153 Mboe, respectivamente, correspondientes a pagos de regalías que constituyen una obligación financiera o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar.

Controles internos de las reservas y las auditorías de las reservas

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.

Siempre que es posible, se utiliza el método volumétrico para determinar las cantidades originales de petróleo en el sitio. Las estimaciones se realizan a partir del uso de varios registros, análisis de testigos y otros datos disponibles. Los topes de formación, el espesor bruto, valores representativos del espesor neto de la zona productiva neta, la porosidad y las saturaciones de fluido intersticial se utilizan para elaborar mapas estructurales destinados a delinear cada reservorio y mapas isopáquicos para determinar el volumen del reservorio. En los casos en que haya datos adecuados disponibles y las circunstancias lo justifiquen, se utiliza el método de balance de materiales y otros métodos de ingeniería para estimar el hidrocarburo original en el sitio.

Las estimaciones de recuperación final en reservorios convencionales usualmente se revisan 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.

Para los desarrollos de reservorios no convencionales, las estimaciones de reservas se centran en metodologías basadas en el desempeño, donde la técnica de estimulación y la información sobre la tecnología actual también se integran al análisis. Cuando corresponde, las evaluaciones estadísticas se implementan considerando métodos de última generación.

En los casos en que haya disponibles datos adecuados y las circunstancias lo justifiquen, el método de balance de materiales y otros métodos de ingeniería se utilizarán para estimar los factores de recuperación. En estos casos, los parámetros de rendimiento del reservorio, tales como la producción acumulada, la tasa de producción, la presión del reservorio, el comportamiento de la relación gas/petróleo y la producción de agua, se consideran para la estimación de la recuperación final.

En aquellos casos en que los métodos mencionados no puedan utilizarse, las reservas comprobadas se estiman por analogía con reservorios similares, donde se encuentren disponibles datos más completos.

Para controlar la calidad de la búsqueda de reservas, se ha establecido un proceso, el cual está integrado dentro del sistema de control interno de YPF.

Este proceso para gestionar la búsqueda de reservas es central y tiene los siguientes componentes descriptos más abajo:

- El departamento de Auditoría de Reservas ("AR") está separado y es independiente del segmento de negocio de Upstream. La actividad de la 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 Compañía. Los objetivos primordiales de la AR son asegurarse de que la estimación de reservas comprobadas de YPF, así como su exposición, cumplan con las normas de la SEC, del FASB y la Sarbanes-Oxley Act de Estados Unidos, así como también evaluar los cambios anuales en las estimaciones de reservas y la presentación de las reservas comprobadas. La AR es responsable de: (i) preparar la información a ser difundida públicamente con relación a nuestras reservas comprobadas de petróleo, líquidos de gas natural y gas natural; y (ii) brindar formación al personal involucrado en la estimación de reservas y en el proceso de reporte dentro de YPF. La AR es gestionada y está integrada por personas que cuentan con un promedio de más de 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 la 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.
- El Auditor de Reservas, jefe de AR desde enero de 2023 es el responsable de supervisar la preparación de las estimaciones de reservas y las auditorías de reservas llevadas a cabo por terceros ingenieros. El actual auditor de reservas tiene más de 30 años de experiencia en ingeniería de reservas, estimaciones de reservas, desarrollo de proyectos, operaciones de campo, evaluaciones económicas y regulación contable en general. Antes de convertirse en el Auditor de Reservas, trabajó como Gerente de Activos y Jefe de Planeamiento en campos de las cuencas Golfo San Jorge y Neuquina, y fue Gerente del Equipo de Auditoría en AR entre 2009 y 2022. Es ingeniero electricista de la Universidad Nacional de La Plata, tiene un master de la Escuela Internacional de Negocios y un posgrado del Programa de Desarrollo Directivo de IAE Business School. De acuerdo con los requisitos de nuestro sistema de control interno, la compensación del auditor de reservas no se ve afectada por los cambios en las reservas informadas.
- Una revisión trimestral por parte de la AR de los cambios en las reservas comprobadas presentadas por el segmento de Upstream y asociadas a propiedades donde hayan surgido cuestiones técnicas, operativas o comerciales.
- Un Coordinador Calificado de Reservas ("CCR"), profesional asignado en cada área del segmento de negocio de Upstream a fin de asegurar la existencia de controles efectivos en la estimación de reservas comprobadas y el proceso de aprobación de las estimaciones y el informe oportuno sobre el impacto financiero respectivo de los cambios producidos en las reservas comprobadas. Los CCR son responsables de la revisión de las estimaciones de las reservas comprobadas. Las calificaciones de cada CCR son analizadas caso por caso, con referencia al reconocimiento y respeto de sus pares. La compañía normalmente considera que un CCR está calificado si dicha persona: (i) cuenta con un mínimo de 5 años de experiencia en ingeniería de petróleo, o geología de petróleo, con al menos 3 años de experiencia a cargo de la estimación y evaluación de información de reservas; y (ii) tiene una licenciatura o título superior en ingeniería de petróleo, geología u otra disciplina relacionada de ingeniería o ciencias físicas, obtenido de una universidad o instituto de carácter reconocido, o ha recibido, y mantiene una licencia profesional certificada o registrada de ingeniería o geología, o una equivalente, otorgada por la autoridad gubernamental u organización profesional correspondiente.

- Una revisión formal a través de comités de revisión técnicos a fin de asegurar que tanto los criterios técnicos como comerciales se cumplan antes de la asignación de inversiones de capital a los proyectos.
- Nuestro equipo de auditoría interna, que examina la efectividad de los controles internos de la compañía sobre el reporte financiero, diseñados para asegurar la confiabilidad de la información reportada y salvaguarda de todos los activos, y analizar la observancia de las leyes, las disposiciones y los estándares internos de nuestra compañía.
- Todos los volúmenes registrados son sometidos a auditorías de reservas por un tercero en forma periódica. Los yacimientos sometidos a auditorías de reservas para cualquier año se seleccionan conforme a los siguientes parámetros:
 - todos los yacimientos en un ciclo de tres años; y
 - yacimientos recientemente adquiridos no sometidos a una auditoría, estimación o revisión durante el ciclo anterior y yacimientos respecto de los cuales se encuentra disponible información nueva 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 del 7% o 10 Mboe 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 surjan del trabajo del auditor externo.

En 2024, DeGolyer and MacNaughton auditó ciertas áreas no operadas y operadas por YPF en Argentina en las cuencas Neuquina, del Golfo San Jorge y Cuyana. Estas auditorías se realizaron al 31 de diciembre de 2024, y las áreas que, según nuestras estimaciones, contenían en total, reservas comprobadas por aproximadamente 381 Mboe, representando aproximadamente 35% de nuestras reservas comprobadas a dicha fecha (166 Mboe eran reservas comprobadas no desarrolladas, que representaban aproximadamente 35% del total de las reservas comprobadas no desarrolladas al 31 de diciembre de 2024).

Asimismo, YPF realiza estimaciones de reservas bajo los criterios del Petroleum Resources Management System ("PRMS" por sus siglas en inglés). Al 31 de diciembre de 2024 se auditaron externamente el 100% de las áreas de YPF bajo estos criterios, aunque no deben interpretarse como una certificación o auditoría externa de reservas de petróleo y gas bajo las normas SEC y las normas FASB ASC 932. Véase Nota 2.c) apartado "Reservas de petróleo y gas" a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Como requisito, de conformidad con las Resoluciones N° 324/2006 de la ex Subsecretaría de Hidrocarburos y N° 69/2016 de la ex Secretaría de Energía, debemos presentar 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 Secretaría de Energía ("SE"), según se define en dichas resoluciones, con la certificación de un auditor externo de reservas. La mencionada certificación y auditoría externa solamente tiene el alcance que se establece en las mencionadas resoluciones y no deben interpretarse como una certificación o auditoría externa de las reservas de petróleo y gas bajo las normas de la SEC y las normas FASB ASC 932. El último informe presentado fue el correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 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 este Prospecto, 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 este Prospecto, el cual contiene solamente estimaciones de reservas comprobadas de acuerdo con la regulación de la SEC y las normas FASB ASC 932 y según se menciona en párrafo precedente; y (iii) la definición de reservas comprobadas en virtud de las Resoluciones antes mencionadas 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 este Prospecto reflejan solamente las reservas de petróleo y gas en forma acorde con las normas y requisitos de información de la SEC y las normas FASB ASC 932.

Producción de petróleo y gas, costos de producción y precios de venta

El siguiente cuadro presenta, para cada uno de los periodos indicados, información relativa a nuestra producción de petróleo crudo (incluyendo petróleo crudo y condensado), líquidos del gas natural y producción de gas natural sobre la base de las ventas. En la determinación de los volúmenes netos de producción, excluimos de nuestras cifras las regalías que deban pagar terceros, ya sea en especie o en efectivo, cuando el propietario de las regalías 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 correspondientes no son descontados de nuestras cifras de producción neta, aún a pesar de que de acuerdo con la legislación aplicable en cada caso se denominen regalías. Este último es el caso aplicable a nuestra producción en la Argentina, donde el gasto de regalías se contabiliza como un costo de producción.

Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre (Mbbl)			
	2024	2023	2022
Producción de petróleo crudo y condensado ⁽¹⁾			
<u>Compañías consolidadas</u>			
América del Sur			
Argentina	94	89	83
Total Producción de petróleo y condensado ⁽²⁾	94	89	83

Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre (Mbbl)			
	2024	2023	2022
Producción de NGLs ⁽¹⁾			
<u>Compañías consolidadas</u>			
América del Sur			
Argentina	16	16	15
Total Producción de Líquidos de gas natural ⁽³⁾	16	16	15

Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre (bcf)			
	2024	2023	2022
Producción de gas natural ⁽¹⁾			
<u>Compañías consolidadas</u>			
América del Sur			
Argentina	427	414	423
Total Producción de gas natural ^{(4) (5)}	427	414	423

Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre (Mboe)			
	2024	2023	2022
Producción de petróleo equivalente ^{(1) (6)}			
<u>Compañías consolidadas</u>			
Petróleo y condensado	94	89	83
NGLs	16	16	15
Gas natural	76	74	75
Total Producción de petróleo equivalente	186	179	173

- (1) Las áreas Loma La Lata Central y Loma La Lata Norte (parte sur y norte del yacimiento Loma La Lata) en Argentina contienen aproximadamente 21,4% de nuestras reservas comprobadas totales, medidas en barriles de petróleo equivalente. En estos yacimientos, para los años finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, la producción de petróleo y condensado fueron de 13, 11 y 11 Mbbl, respectivamente; la producción de NGLs fue de 4, 4 y 5 Mbbl, respectivamente; y la producción de gas natural fue de 61, 65 y 71 bcf, respectivamente.
- (2) La producción de petróleo para los años finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 incluye un estimado de 13, 12 y 12 Mbbl, respectivamente, correspondientes a regalías que constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción.
- (3) La producción de líquidos de gas natural para los años finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 incluye un estimado de 2, 2 y 2 Mbbl, respectivamente, correspondientes a regalías que constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción.
- (4) La producción de gas natural para los años finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 incluye un estimado de 55, 54 y 57 bcf, respectivamente, correspondientes a regalías que constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción.
- (5) No incluye los volúmenes consumidos o venteados en la operación (mientras que los volúmenes de venta que se muestran en la tabla de reservas incluidas en esta sección incluyen dichas cantidades).
- (6) Los volúmenes de gas natural se han convertido a razón de 5.615 pies cúbicos por barril de petróleo equivalente.

La composición del petróleo que producimos en Argentina varía según el área geográfica. Casi la totalidad del petróleo producido por nosotros en Argentina tiene un muy bajo contenido de azufre, o directamente no contiene azufre. Vendemos el petróleo que producimos en Argentina casi completamente a nuestro segmento de negocio de Downstream. La mayoría del gas natural que producimos en Argentina es de calidad apta para gasoducto. Todos nuestros yacimientos de gas natural producen cantidades comerciales de gas condensado y prácticamente todos nuestros yacimientos de petróleo crudo producen gas asociado.

El siguiente cuadro, basado en información y cálculos internos de la Compañía, muestra los costos promedio de producción y los precios promedio de venta:

	Total	Argentina US\$/boe	Resto de Sudamérica
Costo de producción y precio de venta ⁽¹⁾			
Ejercicio 2024			
Costo de extracción (lifting costs)	16,5	16,5	-
Tributos y similares ⁽²⁾	0,6	0,6	-
Otros costos ⁽⁴⁾	2,4	2,4	-
Costo promedio de producción	<u>19,5</u>	<u>19,5</u>	-
Precio promedio de venta del petróleo	68,2	68,2	-
Precio promedio de venta de líquidos de gas natural	28,8	28,8	-
Precio promedio de venta del gas natural ⁽³⁾	21,6	21,6	-
Ejercicio 2023			
Costo de extracción (lifting costs)	16,2	16,2	-
Tributos y similares ⁽²⁾	0,5	0,5	-
Otros costos ⁽⁴⁾	1,3	1,3	-
Costo promedio de producción	<u>18,0</u>	<u>18,0</u>	-
Precio promedio de venta del petróleo	62,5	62,5	-
Precio promedio de venta de líquidos de gas natural	26,5	26,5	-
Precio promedio de venta del gas natural ⁽³⁾	20,8	20,8	-
Ejercicio 2022			
Costo de extracción (lifting costs)	15,1	15,1	-
Tributos y similares ⁽²⁾	0,6	0,6	-
Otros costos ⁽⁴⁾	1,3	1,3	-
Costo promedio de producción	<u>17,0</u>	<u>17,0</u>	-
Precio promedio de venta del petróleo	64,4	64,4	-
Precio promedio de venta de líquidos de gas natural	42,6	42,6	-
Precio promedio de venta del gas natural ⁽³⁾	21,0	21,0	-

(1) Los montos se reportan sobre la base de las ventas ("as sold basis").

(2) No incluye los impuestos "ad valorem" y las indemnizaciones por despido, incluido el efecto de los pagos de regalías que sean una obligación financiera o sean sustancialmente equivalentes a dichos impuestos, por un monto de 5,8 US\$/boe, 5,3 US\$/boe y 5,5 US\$/boe para los años terminados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

(3) Incluye los ingresos provenientes de programas de incentivo a la producción de gas natural en Argentina. Véase Nota 36.d.1) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

(4) Incluye (1,0) US\$/boe, (0,9) US\$/boe y (1,0) US\$/boe para los años terminados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente, correspondientes a la implementación de la NIIF 16 "Arrendamientos". Véase Nota 2.b.4) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Downstream

Durante 2024, nuestras actividades de Downstream incluyeron la refinación y el transporte de petróleo y la comercialización y el transporte de combustibles, lubricantes, GLP, y otros productos refinados de petróleo, en los mercados mayorista y minorista locales y en ciertos mercados de exportación.

Durante 2024, el segmento de negocio de Downstream fue organizado en las siguientes divisiones:

- División Refino y Logística (refinación de petróleo y producción de productos petroquímicos, transporte de petróleo hacia las refinerías y distribución de productos refinados y productos petroquímicos para ser comercializados en los diferentes canales de ventas).
- División Midstream Oil (desarrollo, construcción y operación de oleoductos para evacuar la producción de petróleo de la formación Vaca Muerta).
- División Marketing (comercialización y marketing de productos refinados, productos petroquímicos y productos de reventa).
- División Trading (comercialización de productos refinados y petróleo en mercados internacionales).

División Refino y Logística

En 2024, la división Refino y Logística se agrupó de la siguiente manera: (i) Unidad Refino; y (ii) Unidad Logística.

Unidad Refino

Somos el principal refinador de Argentina, con más del 50% de la capacidad total de refinación del país, a través de nuestras 3 refinerías propias (refinerías La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincul), las cuales tienen una capacidad de refinación total de 123,3 Mbbl (337,9 kbbl/d), y que se encuentran ubicadas estratégicamente a lo largo de nuestros sistemas de distribución de oleoductos y de nuestros sistemas de distribución de productos refinados por ductos. Operamos con altos índices de utilización.

En 2024, nuestra producción de petróleo representó el 75,7% del total del petróleo procesado por nuestras refinerías. El resto del petróleo procesado por nuestras refinerías fue comprado a terceros.

La siguiente tabla expone, para cada uno de los períodos indicados, información relativa a los niveles de procesamiento de nuestras refinerías:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2024		2023		2022	
	Procesado (kbb/d)	Utilización (%)	Procesado (kbb/d)	Utilización (%)	Procesado (kbb/d)	Utilización (%)
Refinería La Plata	173,4	87,2%	169,6	89,8%	164,6	87,1%
Refinería Luján de Cuyo	107,7	94,5%	105,0	92,2%	104,0	91,3%
Refinería Plaza Huincul	19,6	78,0%	19,8	78,5%	16,9	67,1%
Total	300,7	89,0%	294,4	89,7%	285,5	87,0%

El petróleo procesado en nuestras refinerías durante 2024 fue el procesamiento más alto desde 2016 y la producción de naftas formuladas y destilados medios (como el diésel y jet fuel) fue la más alta desde 2007.

La siguiente tabla expone, para cada uno de los períodos indicados, información relativa a la producción de nuestras refinerías:

		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
		2024	2023	2022
Petróleo procesado	Mboe	110,0	107,5	104,2
Materia prima	Mboe	5,1	3,8	3,7
Petróleo procesado / Materia prima	Mboe	115,2	111,3	107,9
<u>Producción</u>				
Gasoil	Mboe	47,3	46,8	45,0
Nafta	Mboe	26,3	27,8	27,0
Nafta petroquímica	Mboe	12,1	9,1	8,5
Jet fuel	Mboe	6,5	6,4	5,7
Aceites base	Mboe	1,1	0,9	0,8
Fuel oil	ktn	187,5	147,7	229,5
Carbón	ktn	898,2	920,7	885,1
GLP	ktn	692,8	704,1	644,0
Asfalto	ktn	66,1	85,8	72,0

La **Refinería La Plata** es la más grande de Argentina, ubicada en el puerto de la ciudad de La Plata, en la Provincia de Buenos Aires, a 60 km de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, con una capacidad nominal de 198,9 kbb/d. Se trata de una refinería de alta complejidad que cuenta con tres unidades de destilación, dos unidades de destilación al vacío, dos unidades de craqueo catalítico fluido, dos unidades de coque, una unidad de hidrotratamiento de nafta de coque, una unidad de platforming, dos unidades de hidro terminado de gasoil, un hidrotratador de nafta, una unidad de isomerización, una unidad de fraccionamiento y desulfuración de nafta de cracking catalítico fluido ("FCC"), un complejo de lubricantes y un complejo petroquímico que genera metil terbutil éter ("MTBE"), tert-amil metil éter ("TAME") y componentes aromáticos que son agregados a las naftas y otros productos petroquímicos.

Durante 2024, la renovada unidad de Topping D estuvo plenamente operativa, lo que permitió procesar mayores volúmenes de producción de petróleo no convencional. Adicionalmente, en 2024 se realizaron paros de mantenimiento en las unidades de FCC y platforming.

En 2024, el petróleo procesado en la Refinería La Plata (del cual el 67,8% fue producido por YPF), provino principalmente de las cuencas Neuquina y Golfo San Jorge. Los suministros de petróleo para la Refinería La Plata se transportan desde la cuenca Neuquina por oleoducto y desde la cuenca Golfo San Jorge por buque, en ambos casos hacia Puerto Rosales en la Provincia de Buenos Aires, y luego por oleoducto desde Puerto Rosales hasta la Refinería La Plata.

La **Refinería Luján de Cuyo**, la segunda más grande de Argentina, ubicada en la Provincia de Mendoza, con una capacidad nominal de 113,9 kbb/d, cuenta con dos unidades de destilación, una unidad de destilación al vacío, dos unidades de coque, una unidad de cracking catalítico fluido, una unidad de platforming, una unidad de etil tert-butil éter ("ETBE"), una unidad de isomerización, una unidad de alquilación, un separador de nafta, una unidad de cracking, una unidad de hidrotratamiento de nafta y dos unidades de hidrotratamiento de gasoil.

Debido a su ubicación al oeste de la Provincia de Mendoza y su cercanía a importantes terminales de distribución de nuestra propiedad, la Refinería Luján de Cuyo se ha convertido en la principal instalación responsable de la refinación de productos derivados de petróleo para abastecer el consumo interno de las provincias del centro y del noroeste de Argentina. La Refinería Luján de Cuyo recibe suministros de petróleo de las cuencas Neuquina y Cuyana por oleoducto, directamente en sus instalaciones. En 2024, 85,6% del petróleo procesado en la Refinería Luján de Cuyo fue producido por nosotros.

Durante 2024, las operaciones de procesamiento de la Refinería Luján de Cuyo se vieron afectadas por los paros de mantenimiento de las unidades de Topping IV, de la unidad de destilación al vacío, y de las unidades Coke II y platforming. Adicionalmente, durante 2024 se continuó con el revamping de la unidad Topping III, que permitirá procesar mayores volúmenes de petróleo no convencional en 2025.

La **Refinería Plaza Huincul**, ubicada en la Provincia de Neuquén, posee una capacidad nominal de 25,2 kbb/d. Esta refinería produce nafta, gasoil y jet fuel, que se venden principalmente en las zonas aledañas y en las regiones del sur de Argentina. Los productos más pesados se transportan por oleoducto desde la Refinería Plaza Huincul hasta la Refinería La Plata para su posterior procesamiento.

La Refinería Plaza Huincul recibe sus suministros de petróleo desde la cuenca Neuquina por oleoducto. Durante 2024, continuamos trabajando en una nueva planta de estabilización de nafta y un horno con finalización prevista en el primer trimestre de 2025, que permitirán un mayor flujo de producción de petróleo no convencional.

En cuanto a las inversiones relacionadas con las nuevas especificaciones de contenido de azufre en los combustibles (véase Nota 36.b.2) a los Estados Financieros Consolidados Auditados), durante 2024 continuamos trabajando en la Refinería Luján de Cuyo para mejorar la calidad del gasoil, en una nueva unidad de hidro desulfuración II ("HDS"), una nueva unidad generadora de hidrógeno II ("Hidrógeno II") y la modernización de la unidad HDS I. Adicionalmente, en la Refinería La Plata, durante 2024, se finalizó con el revamping de la unidad de magnaforming y la nueva planta de hidrotratamiento de nafta de coque ("HTNCB"), incrementando el volumen de aromáticos permitido para su mezcla.

Los biocombustibles son uno de los principales insumos para la producción de naftas y gasoil. La Ley N° 27.640 estableció los porcentajes de biocombustibles que deben mezclarse con la nafta y con el gasoil y cuya vigencia se fijó hasta el 31 de diciembre de 2030. La nafta requiere una mezcla de etanol del 12,0%, mientras que el porcentaje del gasoil es una mezcla del 7,5% de ésteres metílicos de ácidos grasos ("FAME").

Nuestras refinerías están certificadas bajo las normas de la Organización Internacional de Normalización ("ISO" por sus siglas en inglés). Véase "Políticas de la Emisora—Nuestro compromiso Ambiental, Social y de Gobernanza (en adelante "ASG")—Asuntos ambientales en Argentina".

Durante 2024, la energía renovable producida por el parque eólico Manantiales Behr (ubicado en la Provincia de Chubut), los parques eólicos Los Teros I y II (ubicados en la Provincia de Buenos Aires) y el parque eólico Cañadón León (ubicado en la Provincia de Santa Cruz) representó el 36,4% del consumo eléctrico de la refinería Luján de Cuyo y el 0,2% de la refinería La Plata. Véase "Información de la Emisora—Organización del negocio—Gas y Energía—Actividades de generación de energía".

Unidad Logística

Contamos con una red de 5 oleoductos troncales disponibles para nuestro uso, 3 de los cuales son de nuestra propiedad. La red de transporte de petróleo cuenta con 2.141 km de oleoductos. Tenemos una capacidad de almacenamiento de petróleo de 2 Mbbl y poseemos terminales en 5 puertos de Argentina.

La información con respecto a nuestra participación en nuestra red de oleoductos operativos, por el período indicado, se expone en el cuadro siguiente:

De	A	Participación de YPF	Longitud (km)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 (boe/d)	
				Capacidad diaria	
Puesto Hernández	Refinería Luján de Cuyo	100%	528	99.630	
Puerto Rosales	Refinería La Plata	100%	585	326.541	
Refinería La Plata	Dock Sud	100%	52	141.006	
Loma Campana	Lago Pellegrini	85%	88	125.860	(1)
Puesto Hernández / Plaza Huincul / Allen	Puerto Rosales	37%	888	301.910	(2)

(1) Poseemos el 85% de Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A. ("OLCLP").

(2) Poseemos el 37% de Oleoductos del Valle S.A. ("Oldelval"), operador del oleoducto.

También poseemos 3 tanques en la ciudad de Berisso, en la Provincia de Buenos Aires, con 90.000 m³ de capacidad.

El oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini permite la evacuación de petróleo convencional y no convencional de la formación Vaca Muerta. Este oleoducto es propiedad de OLCLP, una sociedad propiedad de YPF (85%) y Tecpetrol (15%), y operada por un tercero, Oldelval.

Adicionalmente, poseemos el 33,15% de Terminales Marítimas Patagónicas S.A., operadora de 2 instalaciones portuarias y de almacenamiento: (i) Caleta Córdova en la Provincia de Chubut, con una capacidad de 314.000 m³; y (ii) Caleta Olivia en la Provincia de Santa Cruz, con una capacidad de 246.000 m³.

También tenemos una participación del 30% en Oldelval y Oiltanking Ebytem S.A. ("OTE"), operadora de la terminal marítima en Puerto Rosales, que tiene una capacidad de 480.000 m³.

También operamos, en Argentina, una red de poliductos para el transporte de productos refinados con una longitud total de 1.801 km. Además, poseemos 17 terminales de almacenamiento para la distribución de productos refinados y 7 terminales de almacenamiento de GLP con una capacidad de 1.620.000 m³.

Tres de nuestras terminales de almacenamiento para la distribución se encuentran anexadas a las refinerías de Luján de Cuyo, La Plata y Plaza Huincul, mientras que 10 tienen conexiones marítimas o fluviales.

Operamos 49 aeroplantas, 40 de las cuales son propiedad de YPF, con una capacidad de 22.500 km³; 141 surtidores de combustible manuales y 13 surtidores de combustible automáticos. Esas instalaciones proporcionan un sistema de distribución flexible en todo el país y nos permiten facilitar las exportaciones. Los productos se despachan por una flota exclusiva de camiones cisterna de terceros de 2.400 unidades.

División Midstream Oil

La división Midstream Oil desempeña un papel estratégico crucial en la optimización del desarrollo de petróleo no convencional de la formación Vaca Muerta. Alineada con este objetivo, esta división es responsable de asegurar la evacuación eficiente de la producción creciente de petróleo de Argentina, para alcanzar la capacidad requerida en el menor tiempo posible, así como el desarrollo de rutas alternativas de evacuación, todo ello orientado a consolidar y apoyar el plan estratégico de YPF (véase “Información de la Emisora—Estrategia de negocio—Pilares estratégicos: “desafío 4x4””) y los planes de negocio.

YPF posee una participación del 36% en ambas partes del oleoducto trasandino (Oleoducto Trasandino Argentina S.A. y Oleoducto Trasandino Chile S.A.), que transporta petróleo desde Argentina a Chile. Durante 2024, YPF fue responsable del transporte de más de 5.156 m³/d de petróleo a través de este oleoducto, lo que representa el 45,7% del total de petróleo transportado.

Adicionalmente, YPF tiene una participación del 75,2% en la concesión de transporte del **oleoducto Vaca Muerta Norte (“VMON”)**, un oleoducto de 151 km con una capacidad de 25.000 m³/d, destinado a garantizar el abastecimiento de la Refinería de Luján de Cuyo y la exportación de petróleo a Chile. Durante 2024, VMON permitió transportar 10.258 m³/d de petróleo, de los cuales 5.895 m³/d correspondieron a YPF. En el tercer trimestre de 2024, comenzó la operación de la estación de almacenamiento y bombeo de VMON “CABO NOC”, con más de 60.000 m³ de capacidad de almacenamiento, lo que representa el primer proyecto orientado a asegurar la capacidad de almacenamiento para el Hub Core.

Adicionalmente, se continúa avanzando con el **oleoducto Vaca Muerta Sur (“VMOS”)** destinado a exportar la producción de petróleo no convencional desde la cuenca Neuquina hacia la costa atlántica, lo que se logrará a través de la construcción de un oleoducto de 437 km que conectará las localidades de Allen y Punta Colorada en la Provincia de Río Negro, con una capacidad de diseño máxima de transporte de 700 kbb/d, así como una terminal onshore con una capacidad de almacenamiento de 3.774 kbb/d y una terminal offshore, con una inversión aproximada de US\$ 3.000 millones. En el cuarto trimestre de 2024, YPF en conjunto con Pan American Sur S.A. (“PAS”), Vista Energy Argentina S.A.U. (“Vista”) y Pampa Energía S.A. (“Pampa”) firmaron un acuerdo de accionistas para formar parte de una nueva sociedad, “VMOS S.A.”, cuyo objetivo principal es la construcción de ese oleoducto (véase Nota 1 a los Estados Financieros Consolidados Auditados). A la fecha de este Prospecto, el oleoducto VMOS está en construcción y se espera que esté terminado durante 2027, junto con las terminales onshore y offshore.

En diciembre de 2024, se firmaron Acuerdos de Transporte de Cargadores Iniciales (“ISTA”, por sus siglas en inglés) entre VMOS S.A., Shell Western Supply and Trading Limited y los accionistas mencionados o sus asociadas. El compromiso de transporte de YPF es de 120 kbb/d, de un total de 450 kbb/d comprometidos por todos los cargadores iniciales.

Además, VMOS S.A. concedió opciones sobre acciones a otras empresas. A la fecha de este Prospecto, Pluspetrol S.A. (“Pluspetrol”), Chevron Argentina S.R.L. (“Chevron”), Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A. (“Shell”) y Gas y Petróleo del Neuquén S.A. (“GyP”) ejercieron su respectiva opción de convertirse en accionista de VMOS S.A., firmando sus respectivos ISTA. A la fecha de este Prospecto, la participación accionaria de YPF en VMOS S.A. es de 26,67%.

El 20 de marzo de 2025, la Resolución N° 302/2025, publicada en el Boletín Oficial el 21 de marzo de 2025, aprobó la solicitud de VMOS S.A. al RIGI. El proyecto VMOS, clasificado como Proyecto de Exportación Estratégica de Largo Plazo en el sector de petróleo y gas, se desarrollará en Río Negro con una capacidad base de 377.400 bbl/día. La fecha de adhesión del proyecto al RIGI fue fijada para el 6 de marzo de 2025, en el marco de la Ley Bases.

En enero de 2024 comenzó la construcción del oleoducto Vaca Muerta Centro (“VMOC”), que conectará el Hub Core con la localidad de Allen, en la Provincia de Río Negro, y cuya finalización se estima en el segundo trimestre de 2025. El oleoducto VMOC habilitará capacidad de evacuación de los oleoductos de Oldelval y VMOS.

División Marketing

Comercializamos una amplia gama de productos refinados de petróleo y petroquímicos en toda la Argentina a través de una extensa red de personal de ventas, distribuidores propios de YPF e independientes, y un amplio sistema de distribución minorista.

YPF vende dos tipos de nafta: (i) nafta Infinia, una nafta premium de 98 octanos, y (ii) nafta Súper, una nafta regular de 95 octanos. En 2024, el mix premium obtenido (24,8%) disminuyó 4,2 puntos porcentuales (“pp”) respecto al mix obtenido en 2023 (29,0%). Adicionalmente, YPF vende dos tipos de gasoil: (i) gasoil de 500 y 800 partes por millón (“ppm”) de azufre (“gasoil de bajo contenido de azufre”); y (ii) gasoil de 10 ppm de azufre (“Infinia diesel”).

En 2024, YPF mantuvo su posición de liderazgo en la venta de combustibles en Argentina, con una participación de mercado de 56,2%. De acuerdo con la información proporcionada por la SE, al 31 de diciembre de 2024, nuestra participación de mercado de naftas Infinia y Súper fue del 58,7% y 55,3%, respectivamente, comparado con el 58,8% y 53,7%, respectivamente, al 31 de diciembre de 2023; y, al 31 de diciembre de 2024, nuestra participación de mercado de gasoil de bajo contenido de azufre e Infinia diesel fue del 53,8% y 62,6%, respectivamente, frente al 56,5% y 62,1%, respectivamente, al 31 de diciembre de 2023.

La siguiente tabla proporciona, para cada uno de los períodos indicados, información acerca de los volúmenes de nuestras ventas de combustibles en el mercado local:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	(km ³)			Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2024	2023	2022	2024 vs 2023	2024 vs 2022
Volumen de ventas					
Nafta Súper	4.353	4.356	3.974	(0,1%)	9,5%
Nafta Infinia	1.430	1.707	1.706	(16,2%)	(16,2%)
Gasoil (500 and 800 ppm)	5.891	6.416	6.127	(8,2%)	(3,8%)
Infinia diesel (10 ppm)	2.458	2.579	2.754	(4,7%)	(10,8%)
Total	14.132	15.057	14.561	(6,1%)	(2,9%)

Durante 2024, nuestros competidores permanecieron activos en comunicación, promociones, acciones de fidelización y descuentos bancarios. Para mejorar la fidelización con nuestra marca, YPF lanzó campañas con el objetivo de posicionarse en las siguientes características: calidad, proximidad, innovación, vanguardia, trayectoria y ser un motor de la economía argentina. A lo largo de 2024, mostramos una alta presencia en todos los medios de comunicación con campañas de Infinia, YPF Boxes, Tiendas Full y ServiClub promocionando la calidad de nuestros productos generando cercanía con beneficios y mejorando la experiencia del cliente.

En 2024, YPF consolidó su liderazgo en pagos digitales, logrando que casi 4 de cada 10 transacciones en sus estaciones de servicio minoristas se realizaran a través de la billetera virtual de la App YPF.

La App YPF fue un eje central y principal impulsor de esta transformación, superando los 60 millones de pagos durante el año, un hito que refleja la creciente y continua adopción de soluciones digitales por parte de los clientes, no sólo para agilizar los pagos y la fidelización, sino también para mejorar su experiencia y personalización.

Centrada en el cliente y bajo una visión de mejora continua y gestión basada en la información, la App YPF desarrolló funcionalidades clave como la renovación de la página de inicio de los clientes, la evolución del dinero de los clientes en su cuenta y la interacción con el programa de fidelización, que le permitieron aportar eficiencias operativas y ventajas competitivas.

La ampliación del ecosistema digital y la integración de mayores servicios relacionados con la movilidad, consolidan a la App YPF como una herramienta integral para la relación de YPF con sus usuarios.

En 2024, las unidades de negocio de Marketing se agruparon de la siguiente manera: (i) la unidad Business-to-Customer ("B2C"), (ii) la unidad Business-to-Business ("B2B"), (iii) la unidad GLP y (iv) la unidad Química, enfocándose en las necesidades de cada tipo de cliente.

Unidad B2C

La unidad B2C se enfoca en brindar la mejor experiencia en nuestras estaciones de servicio minoristas, basada en la sustentabilidad, la tecnología y la innovación. Nuestro objetivo es proporcionar soluciones energéticas y de conveniencia a nuestros clientes en tránsito. Subdividimos la unidad B2C en (i) la unidad Retail y (ii) la unidad Tiendas.

Nuestra **unidad Retail** vende combustibles a través del modelo de consignado a las estaciones de servicio minoristas. En 2024, seguimos siendo el principal vendedor minorista de combustibles en Argentina, con el 31,9% de las estaciones de servicio de Argentina al 31 de diciembre de 2024, según nuestras estimaciones.

Al 31 de diciembre de 2024, la red de ventas de la unidad Retail en Argentina estaba conformada por 1.680 estaciones de servicio minoristas activas, de las cuales 155 son operadas por nuestra subsidiaria Operadora de Estaciones de Servicios S.A. ("OPESSA"), 136 son operadas por el Automóvil Club Argentino ("ACA"), y el resto son operadas por terceros.

En 2024 inauguramos 22 estaciones de servicio, con impacto en 19 distritos y 12 provincias. El 68,2% de estas estaciones de servicio son nuevas construcciones. Estas incluyen la apertura de la primera estación de servicio de tipo "estación de cercanía" ("ECER") en la localidad de Villa Pehuenia, en la Provincia de Neuquén. Además, estas nuevas estaciones de servicio incluyen el modelo YPF Xpress, el primer desarrollo e implementación en la red de terceros, que contará con un paquete tecnológico (que incluye tótems de autoservicio en islas y tótems exteriores para autoservicio de Tiendas Full). Adicionalmente, continuamos con nuestro plan de infraestructura e invertimos US\$ 32 millones en renovación de imagen, surtidores, tanques, Tiendas Full, puntos de lubricantes, telemediciones y remodelaciones en estaciones de servicio propiedad de YPF.

Durante 2024 continuamos con el proyecto de "Transformación de la red", que permitió la instalación de una nueva imagen de 411 estaciones de servicio (incluyendo "Nueva Imagen de Tiendas Full") superando nuestro objetivo anual por 19,5%.

A lo largo de 2024, YPF renovó con éxito el 94,6% de sus contratos con terceros propietarios de estaciones de servicio con vencimiento durante el año, lo que nos permitió mantener una posición de liderazgo en el mercado.

La **unidad Tiendas ("Tiendas Full")** de YPF es una franquicia que comprende 1.026 tiendas. De las cuales, operamos 158 a través de OPESSA, mientras que 868 son operadas por terceros. El modelo de franquicia de tiendas de YPF genera ingresos en forma de regalías pagadas por tiendas y proveedores como un porcentaje sobre las ventas de la tienda.

Nuestra principal estrategia para esta unidad es la expansión, y nuestro objetivo es transformar todas las tiendas de nuestras estaciones de servicio en franquicias de Tiendas Full. En 2024, nuestra Tienda Full “CABA Figueroa Alcorta” (operada por OPESSA) ubicada en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires recibió el premio a la mejor estación de servicio de la región (“Latin American Convenience Retailer of the Year Award”) de la National Association of Convenience Store (“NACS”) de Estados Unidos.

En 2024, inauguramos 126 nuevas Tiendas Full, aumentando la cantidad de tiendas un 14% respecto a 2023.

Durante 2024, continuamos trabajando para lograr la excelencia operativa para ofrecer el mejor servicio y productos a nuestros clientes. Por lo tanto, se instalaron pruebas de concepto de equipos gastronómicos avanzados en varias tiendas para apoyar nuestras comidas frías y calientes.

En 2024, las Tiendas Full vendieron 217 millones de unidades distribuidas en más de 2.000 unidades mínimas de productos (“SKU's” por su sigla en inglés). Las principales categorías de productos vendidos fueron café, comidas frías y calientes, bebidas sin alcohol, productos de tienda y quiosco.

Unidad B2B

En la unidad B2B, con foco en el cliente, desarrollamos una estrategia de segmentos y canales orientada a maximizar el valor tanto para YPF como para nuestros clientes. Nuestro propósito es promover la eficiencia en la cadena de valor de nuestros clientes del segmento industrial, ofreciendo soluciones, suministros y servicios energéticos. En consecuencia, al mantenernos cerca de nuestros clientes, desarrollamos soluciones innovadoras a medida. Subdividimos la unidad B2B en (i) unidad Agro, (ii) unidad Industria, (iii) unidad Transporte, (iv) unidad Aviación, y (v) unidad Lubricantes y Especialidades Latam.

La **unidad Agro** se centra en suministrar combustible y lubricantes a agricultores, así como también a pequeñas industrias y empresas de transporte. Como complemento, ofrece una amplia cartera de productos y servicios como fertilizantes y productos fitosanitarios. Al mismo tiempo, esta unidad ha estado desarrollando y promoviendo prácticas agronómicas sustentables. Su principal objetivo es sostener el liderazgo en combustibles usados en agro desde la siembra inicial hasta la cosecha final y mantener la excelencia operativa en toda su red.

En 2024, esta estrategia se llevó a cabo a través de una red de 100 distribuidores exclusivos, 6 de los cuales son operados directamente por YPF. Esta red está presente en 19 provincias argentinas, abarcando todas las áreas agro-productivas, ofreciendo un portafolio agropecuario completo que incluye combustibles, semillas, productos de nutrición y protección de cultivos, lubricantes y bolsas de ensilado.

Con el objetivo de ser un referente en la industria y mantenerse cerca de los productores agrícolas, nuestro negocio conocido como “YPF Agro” mantiene un portafolio constantemente renovado de productos y condiciones comerciales para el intercambio de granos. Las ventas de fertilizantes y productos fitosanitarios disminuyeron en 24,0% en comparación con 2023.

Durante 2024, YPF Agro logró blindar su volumen de combustibles con ventas 1,8% superiores a las de 2023. Respecto a las ventas de fertilizantes, al 31 de diciembre de 2024, según nuestras estimaciones, nuestra participación en el mercado de fertilizantes fue del 11,06% en comparación con 15,7% en 2023, dado que nuestras ventas disminuyeron un 24% respecto a 2023, en parte debido a una fuerte política de reducción de capital de trabajo alineada con la estrategia de la Compañía de enfocarse en sus principales mercados. En cuanto a los productos fitosanitarios, iniciamos un profundo cambio en el modelo de negocio, dejando de importar a partir de mayo de 2024 y buscando llegar a un acuerdo con una empresa de productos fitosanitarios para permitirles utilizar los distribuidores de YPF Agro a cambio del pago de un canon anual. Se espera que este nuevo modelo de negocio nos permita reducir a cero el capital de trabajo para este producto.

En 2024, YPF desarrolló el financiamiento de cultivos con instrumentos tales como tarjetas de crédito con bancos locales. Para mantener el posicionamiento y los volúmenes de nuestros combustibles, aceptamos varios tipos de granos en parte de pago (operaciones de canje), especialmente soja, pero también maíz, arroz, trigo, sorgo, girasol, cebada y algodón. Esta es una forma de transacción muy utilizada en el sector agropecuario en Argentina.

La **unidad Industria** abastece a todos los sectores de la industria en Argentina, requieranlo que requiere un amplio portafolio de productos y servicios para satisfacer las necesidades de los clientes. Suministramos productos tales como combustibles (gasoil, naftas, jet fuel, y fuel oil), lubricantes, carbón, asfaltos, y derivados (azufre, CO₂, aceite decantado y extracto aromático) ya sea directamente de nuestras refinerías hasta el punto de consumo a través de nuestra red terrestre y fluvial, o a través de una red de 16 distribuidores industriales con cobertura nacional (minería, petróleo y gas y asfaltos).

Nuestro propósito es promover la eficiencia en la cadena de valor de los clientes de nuestra unidad Industria, ofreciendo soluciones, suministros y servicios energéticos.

En 2024, suministramos los combustibles que las empresas DAPSA y GULF comercializan en sus 252 estaciones de servicio, lo que representa el 3,6% del mercado total.

Nuestra **unidad Transporte** provee combustibles (gasoil y gasolina), lubricantes y urea automotriz, ya sea directamente desde nuestras refinerías hasta el punto de consumo, o a través de nuestra red de estaciones de servicio para aquellos clientes miembros de nuestro negocio conocido como “YPF Ruta”, una solución integral para la gestión de todo tipo y tamaño de flotas de cualquier actividad.

En 2024, la aplicación YPF Ruta (lanzada en 2022) alcanzó una penetración del 7%, con alrededor de 1 millón de transacciones por mes.

Nuestra **unidad Aviación** provee combustibles para aviones (jet fuels), tales como Jet A-1 en 48 aeropuertos y AvGas 100LL en 38 aeropuertos de Argentina.

En 2024, nuestras ventas en la unidad de aviación disminuyeron 0,9% respecto a 2023, y nuestra participación de mercado para el combustible para aviones fue del 54,4%. En particular, nuestras ventas para vuelos internacionales aumentaron un 7,9% respecto a 2023.

En 2024, la Compañía decidió abandonar las operaciones en la unidad de aviación en Paraguay y Chile, enfocándose exclusivamente en las operaciones en Argentina.

En la **unidad Lubricantes y Especialidades Latam**, fabricamos una amplia gama de productos que incluyen lubricantes de aceite para motor y lubricantes pesados e industriales para comercialización en los mercados minoristas, mayoristas e industriales a través de una red de concesionarios y distribuidores. Hemos desarrollado nuestra red de lubricantes en Argentina, conocida como YPF Boxes, con 426 puntos de venta en todo el país. En la Refinería La Plata, operamos una planta de fabricación de lubricantes para el mercado interno y externo. Nuestra línea de lubricantes para automóviles, incluidos los aceites minerales y sintéticos, ha sido aprobada por los principales fabricantes mundiales de automóviles y motores, incluyendo Ford, GM, Porsche, Scania, Mercedes Benz, Volkswagen, Renault, PSA, Audi, Deutz, Cummins, Volvo, Toyota, MAN Truck, Subaru, Suzuki, Metalfor, Detroit Diesel, ZF, Allison y MTU.

Durante 2024, lanzamos RÖD, una nueva línea de lubricantes para motos, con el objetivo de reposicionar a YPF dentro del mercado del motociclismo.

Al 31 de diciembre de 2024, nuestra participación de mercado en lubricantes y especialidades fue del 34,4%, una disminución de 2,2 pp en comparación con el 31 de diciembre de 2023, de acuerdo con la información suministrada por la SE.

En 2024, en comparación con 2023, las ventas de nuestra línea de productos convencionales ("PCMO"), ELAION, en el mercado local alcanzaron los 9.834 m³, disminuyendo un 16%; los volúmenes de ventas de nuestra línea de aceites para motor para servicio pesado ("HDMO"), Extravida, disminuyeron un 21,6%; y los volúmenes de ventas de Azul 32, un producto utilizado en vehículos que cumple con la norma de emisiones Euro 5 para reducir las emisiones de gases, disminuyeron un 6,7%.

Nuestros controles de calidad garantizan que el producto llegue al cliente en condiciones óptimas y cumpla con los estrictos estándares. En este sentido, hemos obtenido las siguientes certificaciones: (i) para lubricantes y especialidades: ISO 9001: 2015, ISO 14001: 2015, ISO 45001: 2018, IATF 16949-First Edition; y (ii) para Azul 32: ISO 2224. Adicionalmente, obtuvimos para Azul 32 una certificación como parte del Programa de Certificación de Fluidos de Escape de Diesel del American Petroleum Institute ("API" por sus siglas en inglés) y la aprobación de la Asociación Alemana de la Industria Automotriz ("VDA", por sus siglas en alemán) para utilizar la marca AdBlue.

Unidad GLP

Por medio de la **unidad GLP**, gestionamos el negocio mayorista de GLP cuya actividad abarca el almacenamiento, la logística y la comercialización de GLP en el mercado interno y externo. El abastecimiento de GLP se realiza desde las plantas de procesamiento de gas natural y refinerías, así como a través de compras a terceros.

En el mercado local, vendemos GLP principalmente a través de distribuidores que abastecen el mercado minorista. La unidad GLP no abastece directamente al mercado minorista, el cual es abastecido por nuestra asociada YPF Gas S.A. ("YPF Gas") Durante 2024, vendimos el 22,9% de nuestra producción de GLP a YPF Gas.

En 2024 las ventas de GLP alcanzaron las 760,3 ktn, comparados con las 608,9 ktn en 2023. En 2024, 384,1 ktn del total de ventas se vendieron en el mercado local, comparados con las 362,6 ktn en 2023. Nuestros principales clientes en el mercado local son las empresas fraccionadoras que comercializan el GLP envasado o a granel a los consumidores finales y a los hogares en algunas localidades del país. Por su parte, las exportaciones en 2024 alcanzaron las 376,2 ktn, comparado con las 246,3 ktn en 2023. Los principales destinos de estas exportaciones fueron Chile, Paraguay, Uruguay y Brasil. El transporte de GLP a los clientes del exterior se realiza por camiones, ductos y barcas.

La producción y las compras a terceros de GLP, por el período indicado, se detallan en la siguiente tabla:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 (ktn)	
Producción y compras	
GLP de plantas de procesamiento de gas natural ⁽¹⁾	
El Portón	56,6
San Sebastián	15,6
Loma Negra	17,0
Estación Fernandez Oro	13,2
Loma La Lata	47,0
Total upstream	149,4
GLP de refinerías y plantas petroquímicas	
Refinería La Plata	365,8
Refinería Luján de Cuyo	147,7
CIE	9,8
Total refinerías y plantas petroquímicas ⁽²⁾	523,3
GLP comprado a partes no relacionadas	73,1
Total	745,8

(1) Las plantas de El Portón, San Sebastián, Loma Negra, Estación Fernandez Oro y Loma La Lata son 100% de nuestra propiedad. La planta Loma La Lata inició sus operaciones en abril de 2024.

(2) No incluye el GLP utilizado como materia prima para la industria petroquímica (derivados de olefinas, polibutenos y maleicos).

En cuanto a los precios de venta, el mercado local de butano está regulado por el gobierno argentino y durante 2024 el incremento de precios acumulado (medido en pesos) fue de 724,5%. En el caso del propano, los precios locales publicados por la SE refieren a la paridad de exportación.

Unidad Química

A través de nuestra Unidad Química, en 2024, mantuvimos nuestra posición como uno de los principales productores petroquímicos de Argentina, según el Instituto Petroquímico Argentino. Nuestros productos petroquímicos se producen en las unidades productivas de YPF en Ensenada, Luján de Cuyo y Plaza Huincul.

Las operaciones de producción petroquímica en el Complejo Industrial Ensenada ("CIE") están estrechamente integradas con nuestras actividades de refinación en la Refinería La Plata, permitiendo un abastecimiento flexible de materia prima, un uso eficiente de los subproductos, como el hidrógeno, y el suministro de aromáticos para incrementar los niveles de octanaje de las naftas.

Los principales productos petroquímicos y las capacidades de producción, para el período indicado, fueron los siguientes:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 (tn por año)	
Capacidad	
CIE	
BTX (benceno, tolueno, xilenos mezclados)	526.000
Ortoxileno	25.000
Ciclohexano	95.000
Solventes	66.100
MTBE	60.000
TAME	105.000
LAB	52.000
LAS	32.000
PIB	26.000
Anhídrido maleico ⁽¹⁾	14.600
Propileno	120.000
Reformado ⁽²⁾	43.700
Plaza Huincul	
Metanol	411.000
Luján de Cuyo	
Propileno	100.000

(1) La capacidad de producción de anhídrido maleico se redujo al desconectarse la unidad en octubre de 2024.

(2) La planta de reformado se inauguró en mayo de 2024.

El gas natural, materia prima para la producción de metanol, es provisto por nuestro segmento de negocio de Upstream. El uso de gas natural como materia prima nos permite monetizar reservas, evidenciando la integración entre la unidad Química y el segmento de negocio de Upstream, mientras que la Refinería La Plata es el principal proveedor de la materia prima para la producción petroquímica en el CIE, que incluye nafta virgen, propano, butano y kerosene.

En 2024, 61,3% de nuestras ventas de productos petroquímicos (incluido el propileno) se realizaron en el mercado interno, mientras que exportamos el resto a países del Mercosur, el resto de América Latina, Europa y Estados Unidos.

La planta petroquímica La Plata del CIE y la planta de metanol de la Refinería Plaza Huincul están certificadas bajo normas ISO; véase “Políticas de la Emisora—Nuestro compromiso Ambiental, Social y de Gobernanza (en adelante “ASG”)—Asuntos ambientales en Argentina”. Las certificaciones ISO para cada planta cubren los siguientes procesos:

- Proceso de refinación de petróleo y producción de gas y combustibles líquidos, aceites base de lubricantes y parafina, coque de petróleo (coque verde) y productos petroquímicos en las unidades de refinación, transformación, lubricantes, aromáticos, olefinas PIB (polímero) / anhídrido maleico y LAB / LAS (benceno lineal/solfanato lineal), producción y almacenamiento de metanol.
- Gestión y desarrollo de actividad petroquímica de la Compañía, planificación y control económico y comercial, comercialización y post venta de productos petroquímicos.
- Producción de compuestos aromáticos complejos, olefinas, anhídrido maleico, polibutenos y provisión de servicios energéticos que operan dentro del CIE.

Adicionalmente, la planta petroquímica La Plata del CIE ha sido certificada bajo el programa de “Cuidado Responsable del Medio Ambiente” (“PCRMA”) de la Cámara Argentina de la Industria Química y Petroquímica por seis años consecutivos (2019-2024). El PCRMA es un programa voluntario que promueve la mejora continua en las áreas de seguridad, salud ocupacional y medio ambiente en la industria química.

En 2024, la producción de metanol se vio afectada por el paro de mantenimiento de la unidad ubicada en la Refinería Plaza Huincul.

División Trading

Nuestra División Trading vende petróleo y productos refinados a clientes nacionales e internacionales. También compra petróleo a compañías petroleras locales y productos refinados a proveedores internacionales, para cumplir con las demandas de nuestro propio sistema industrial.

Durante 2024, fortalecimos la exportación de crudo Medanito a Chile utilizando el oleoducto trasandino, y en 2024, los ingresos por esta operación ascendieron a US\$ 913,6 millones. Adicionalmente, continuamos con nuestras exportaciones de otros tipos de crudo a diferentes destinos. Como resultado, en 2024, YPF se convirtió en el principal exportador de petróleo de Argentina.

En 2024, desarrollamos diferentes acciones de marketing para abrir nuevos mercados para la producción de petróleo de la formación Vaca Muerta, finalizando el año con la conferencia “Medanito Roadmap to Global Markets”, con el objetivo de promocionar el crudo Medanito en el mercado internacional y posicionar a YPF y a la Argentina como exportadores relevantes de petróleo.

Adicionalmente, exportamos carbón principalmente a Brasil y China. También mantuvimos el suministro de butano, MTBE y aceites base a diversos destinos.

La siguiente tabla muestra, para cada uno de los períodos indicados, los volúmenes de ventas de exportación:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	(Mbbbl)		
	2024	2023	2022
Exportaciones			
Petróleo	12,8	4,1	0,4
Productos refinados	6,9	4,8	4,7
Combustibles marítimos	1,7	1,7	1,9
Total	21,4	10,6	7,0

La siguiente tabla muestra, para cada uno de los períodos indicados, los volúmenes de ventas en el mercado local:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	(Mbbbl)		
	2024	2023	2022
Mercado local			
Petróleo	0,9	1,2	0,8
Combustibles marítimos	1,1	1,0	1,0
Total	2,0	2,2	1,8

En 2024, las importaciones de gasoil de bajo contenido de azufre, nafta, AvGas, entre otros, totalizaron 2,0 Mbbbl, una disminución del 81,6% respecto a 2023. Estados Unidos, Emiratos Árabes Unidos e Italia fueron los principales países de origen de estas importaciones, las cuales compramos para su reventa en el mercado local.

En 2024, las importaciones de fertilizantes y agroquímicos totalizaron 0,12 millones de tn, una disminución de 78,3% comparada con 2023. China y el Norte de África fueron los principales lugares de origen de estas importaciones, las cuales compramos para su reventa en el mercado local.

Gas y Energía

Actividades de gas natural

Durante 2024, nuestras **actividades de gas natural** incluyeron el transporte y la comercialización de gas natural, el almacenamiento del gas natural producido, el transporte, acondicionamiento y procesamiento del gas natural retenido en planta para la separación de gasolina, propano y butano, la distribución de gas natural a través de nuestra subsidiaria Metrogas, la operación comercial y técnica de la terminal de regasificación de GNL en Escobar, y la separación de líquidos de gas natural y su fraccionamiento, almacenamiento y transporte para la producción de etano, propano, butano y gasolina a través de nuestra sociedad de control conjunto Compañía Mega S.A. ("Mega").

En 2024, mantuvimos nuestra posición como el mayor productor de gas natural de Argentina con ventas totales de gas natural de 13.502 Mm³, lo que representó un 28% de participación en el mercado (calculada a diciembre de 2024, según información provista por el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS")), con operaciones en todas las cuencas productivas: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral.

En 2024, el 87% de nuestras ventas de gas natural se produjeron en la cuenca Neuquina. Creemos que el gas natural de la cuenca Neuquina tiene una ventaja competitiva en comparación con el gas natural de otras regiones, dado que se encuentra ubicada estratégicamente en relación con el mercado principal de la Provincia de Buenos Aires y cuenta con suficiente capacidad durante la mayor parte del año. Nuestra producción de gas natural en la cuenca Neuquina representó, al 31 de diciembre de 2024, el 25% de la participación de mercado.

Debido al creciente desarrollo de la cuenca Neuquina y al continuo declino de otras cuencas, la capacidad de los gasoductos troncales conectados a la cuenca Neuquina se ha convertido en un tema relevante, ya que la mayoría de los gasoductos alcanzaron su plena capacidad entre 2021 y 2022. Dichos cuellos de botella dificultaron la evacuación del gas natural producido en la cuenca Neuquina, principalmente durante el período invernal. En este contexto, en 2022, el gobierno argentino a través del Decreto N° 76/2022 otorgó una concesión de transporte sobre el futuro Gasoducto Presidente Néstor Kirchner ("GPNK"), posteriormente renombrado como Gasoducto Perito Francisco Pascacio Moreno ("GPM"), a Integración Energética Argentina S.A. ("IEASA", o "Energía Argentina S.A.", "ENARSA" desde el 1 de agosto de 2022), para contribuir al crecimiento de la producción de gas natural e incrementar la oferta de gas natural. Con la inauguración del primer tramo del gasoducto GPM en 2023, en julio de 2024 se puso en funcionamiento la planta compresora en la cabecera del gasoducto, y en octubre de 2024 se inauguró otra planta compresora. El gasoducto GPM expandió la capacidad de evacuación de gas natural en la cuenca Neuquina en 21 Mm³/d contribuyendo con la evacuación de la producción de gas natural de YPF en el marco de los programas de estímulo del Plan GasAr.

En diciembre de 2024, el gobierno argentino declaró de Interés Público Nacional la iniciativa de Transportadora Gas del Sur S.A. ("TGS") para ampliar el gasoducto GPM y aumentar la evacuación de gas natural de la cuenca Neuquina, que, de implementarse, se espera que agregue 14 Mm³/d a los 21 Mm³/d existentes, elevando la capacidad total de transporte a 35 Mm³/d.

Durante 2024, vendimos 23% de nuestro volumen de gas natural a compañías locales de distribución residencial, 9% a usuarios finales de gas natural comprimido ("GNC"), 30% a usuarios industriales (incluyendo nuestros negocios conjuntos Mega y Profertil S.A. ("Profertil")), 23% a plantas de generación de energía (incluyendo nuestro negocio conjunto YPF EE), 9% al segmento de negocio de Downstream, y el 5% restante fue exportado. En el segmento de mercado de GNC, al 31 de diciembre de 2024, YPF tenía una participación de mercado de 57%, en comparación con la participación de mercado de 60% al 31 de diciembre de 2023, de acuerdo con el ENARGAS.

Como parte de sus actividades de **comercialización de gas natural**, YPF comercializa gas natural a través de contratos de largo y corto plazo y ventas en el mercado spot, abasteciendo a compañías de distribución residencial, plantas de generación de energía, clientes de GNC y clientes industriales y comerciales. Los compromisos con los segmentos residencial y de generación eléctrica se enmarcan en el Plan GasAr 2020-2024 y Plan GasAr 2023-2028. En este marco, YPF ha resultado adjudicataria de contratos de volumen base por 21,9 Mm³/d a un precio promedio de 3,66 US\$/MBtu, y volúmenes pico de 3,25 Mm³/d a un precio de 6,35 US\$/MBtu. Además, a YPF se le adjudicó un contrato incremental para volúmenes de gas natural de la cuenca Noroeste de acuerdo con una curva de producción incremental máxima a un precio de 9,8 US\$/MBtu de octubre 2023 a diciembre 2026 y de 6,0 US\$/MBtu de enero 2027 a diciembre 2028. Si no se obtienen los volúmenes máximos de la curva de producción incremental de gas natural, independientemente de la causa, y/o existen desvíos de la curva de producción incremental con respecto a la cantidad máxima diaria de gas natural, estos eventos no constituyen un incumplimiento del compromiso. Para mayor información véase Nota 36.d.1) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

En las actividades de **distribución de gas natural**, distribuimos gas natural a través de nuestra subsidiaria Metrogas, en la cual tenemos una participación accionaria del 70%, una compañía distribuidora de gas natural ubicada en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y suburbios del sur de la Provincia de Buenos Aires, y una de las principales distribuidoras de gas natural de Argentina. Durante 2024, Metrogas distribuyó 6.657 Mm³ (o 235 bcf) de gas natural a 2,3 millones de clientes. Las tarifas que regulan el mercado de distribución de gas natural están determinadas por un marco complejo y regulado. Para obtener información adicional sobre la participación accionaria de YPF en Metrogas y las tarifas de Metrogas, véase Nota 36.c.3) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

En las actividades de **regasificación de GNL**, desde 2011, YPF es el operador de la UT Escobar (una operación conjunta con ENARSA), que opera una terminal de regasificación de GNL ("GNL Escobar") ubicada en Escobar, en la Provincia de Buenos Aires. En 2024, mediante la conversión de GNL en gas natural, la terminal GNL Escobar inyectó 1,6 bm^3 (o 55.7 bcf) de gas natural a la red de distribución local. Adicionalmente, en 2024, la Compañía aprobó una adenda al contrato de la terminal GNL Escobar para extender su vigencia hasta el 31 de enero de 2027.

En el marco de las actividades de **licuefacción de GNL**, en diciembre de 2024, en línea con el cuarto pilar del plan "desafío 4x4" de la Compañía (véase "Información de la Emisora—Estrategia de negocio—Pilares estratégicos: "desafío 4x4""), YPF y Shell Argentina S. A. ("Shell") firmaron un Acuerdo de Desarrollo de Proyecto para la evaluación y posterior ejecución de la ingeniería básica para el proyecto Argentina LNG. El alcance del acuerdo es desarrollar en conjunto una capacidad de licuefacción de 10 millones de tn/y . YPF y Shell esperan adjudicar los diseños de ingeniería iniciales en 2025. Con la incorporación de este nuevo socio se concluye con el Acuerdo de Estudio y Desarrollo Conjunto previamente firmado con Petronas en septiembre de 2022.

En las actividades de **transporte de gas natural**, el gas natural es entregado por nosotros a través de nuestros propios sistemas de recolección y a través de compañías de midstream como Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A. ("GPA") (en la que tenemos una participación accionaria del 10%) y Transportadora de Gas del Sur S.A. ("TGS") desde cada una de las principales cuencas hasta los gasoductos troncales de TGS y TGN. Además, YPF presta servicios de midstream, como el transporte y procesamiento de gas natural, a través de sus propias instalaciones.

Respecto a la capacidad de **almacenamiento de gas natural**, utilizamos estructuras subterráneas naturales ubicadas cerca de los mercados de consumo como instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas natural, almacenando volúmenes limitados de gas natural durante los períodos de baja demanda y bajos precios y vendiendo el gas natural almacenado durante los períodos de mayor demanda y precios altos, con el propósito de obtener el diferencial de precio estacional. En 2024, extrajimos 109,3 Mm^3 de gas natural de Diadema, nuestra principal instalación de almacenamiento de gas natural, ubicada en la región de la Patagonia, cerca de la ciudad de Comodoro Rivadavia en la Provincia de Chubut, y lo vendimos a nuestros clientes.

Llevamos a cabo actividades relacionadas con **líquidos de gas natural** a través de varias plantas para el procesamiento de líquidos de gas natural que poseemos y operamos, tales como la planta turboexpanders en el bloque Loma La Lata ("Tex LLL"), la planta El Portón, la planta turboexpanders Lomas Negra ("Tex Loma Negra"), y a través de Mega, una compañía en la que tenemos una participación accionaria del 38% y que controlamos en forma conjunta con Petrobras (34%) y Dow Chemical poseen (28%), la cual opera una planta de separación de líquidos de gas natural ubicada en el bloque Loma La Lata, en la Provincia de Neuquén; una planta de fraccionamiento de líquidos de gas natural, que produce etano, propano, butano y gasolina ubicada en la ciudad de Bahía Blanca, en la provincia de Buenos Aires; un oleoducto que transporta líquidos de gas natural producidos en el bloque Loma La Lata hasta la ciudad de Bahía Blanca; e instalaciones de transporte, almacenamiento y portuarias en la planta de fraccionamiento de líquidos de gas natural, con una capacidad máxima de producción anual total de 1,6 millones de toneladas de gasolina, GLP y etano y siendo YPF el principal proveedor de gas natural de Mega para el desarrollo de sus actividades.

Durante el segundo trimestre de 2024, se finalizó la renovación de la planta Tex LLL, la cual inició su operación en modo completo (recuperación de GLP y gasolinas), lo que incrementó la capacidad de procesamiento de la cuenca Neuquina en 6 Mm^3/d y más de 600 tn/d de líquidos de gas natural, permitiendo acondicionar el gas natural mejorando el flujo en la red de evacuación.

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 el tercer trimestre de 2024 se inició la construcción de un gasoducto de 75 km y 16 pulgadas con una capacidad de 4,5 Mm^3/d hasta el Complejo Industrial El Portón ("CIEP"), que permitirá el procesamiento de dicho gas natural asociado en el CIEP, donde existen varias plantas criogénicas y de compresión para su tratamiento.

Durante 2024 se finalizó la construcción de 17 km y 8 pulgadas para el gasoducto Las Tacanas, que permite la evacuación 0,7 Mm^3/d de gas natural desde los bloques Aguada Villanueva, Meseta Buena Esperanza y Las Tacanas hasta las instalaciones de la región sur de la formación Vaca Muerta donde la planta Tex Loma Negra puede procesar este gas natural rico con recuperación de GLP.

A la fecha de este Prospecto, se encuentra en ejecución el proyecto de Mega para la construcción de un nuevo módulo de fraccionamiento en la planta fraccionadora de líquidos de gas natural en la ciudad de Bahía Blanca, cuya puesta en marcha se espera para el primer trimestre de 2026.

Actividades de generación de energía

Durante 2024, nuestras **actividades de generación de energía** incluyeron la generación de energía termoeléctrica convencional y energía renovable a través de nuestra sociedad de control conjunto YPF EE (conocida comercialmente como "YPF Luz") incluyendo su subsidiaria Central Dock Sud S.A. ("CDS") y nuestra sociedad de control conjunto CT Barragán S.A. ("CTB").

En 2024, participamos directamente e indirectamente a través de YPF EE y CTB, en 16 plantas de generación de energía con una capacidad instalada total de 4.240 MW.

En 2024, YPF EE mantuvo su posición como uno de los competidores más fuertes en el mercado de generación eléctrica en Argentina, siendo el mayor actor en el mercado privado (Mercado a Término de Energías Renovables o "MATER") con el 25,8% de la participación de mercado y ocupando el segundo lugar en generación de energía renovable con el 9,4% de la participación de mercado, de acuerdo con Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. ("CAMMESA").

En 2024, YPF EE generó 13.236 GWh a través de sus centrales eléctricas ubicadas en Tucumán, San Juan, Córdoba, Buenos Aires, Neuquén, Santa Cruz y Chubut, presentando un incremento en la generación de energía de 14,0% respecto de 2023. El costo promedio de la electricidad fue de 71,4 US\$/MWh, una disminución de 0,3% respecto de 2023 (el costo promedio en pesos fue de 66.174 Ps./MWh, un 216,6% de aumento respecto de 2023). Para mayor información respecto de la remuneración de las unidades generadoras de energía eléctrica no comprometidas bajo contratos, ver Nota 36.c.5) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

El 5 de febrero de 2023, la SE mediante Resolución N° 59/2023 autorizó a CAMMESA a celebrar contratos con empresas generadoras de energía eléctrica cuyas centrales de ciclo combinado se encontraban bajo el esquema de remuneración spot, con el objetivo de incentivar las inversiones necesarias para la ejecución de mantenimientos programados, y de esta manera mejorar la disponibilidad de energía eléctrica térmica del Ministerio de Energía y Minería ("MINEM"). YPF EE y CDS suscribieron contratos con CAMMESA bajo la mencionada resolución.

En cuanto al **mercado de energías renovables**, los parques eólicos Manantiales Behr, Los Teros I, Los Teros II, Cañadón León y General Levalle y el parque solar Zonda, todos propiedad al 100% de YPF EE, representaron el 9,4% de la generación eléctrica renovable en Argentina en 2024 y el 9,8% de la capacidad instalada de energía renovable al 31 de diciembre de 2024, de acuerdo con CAMMESA.

En mayo de 2024, comenzó la construcción del quinto parque eólico, Parque Eólico CASA, que se ubicará en la ciudad de Olavarría en la Provincia de Buenos Aires, con una inversión estimada de US\$ 80 millones, el cual tendrá una capacidad instalada total de 63 MW, de los cuales 28 MW se destinarán a la autogeneración de energía de Cementos Avellaneda S.A. y el resto al abastecimiento de la demanda industrial dentro del MATER. Se prevé que este parque eólico esté terminado y en funcionamiento en el primer trimestre de 2026.

En octubre de 2024, comenzó la construcción del segundo parque solar para generación eléctrica, El Quemado, que se ubicará en la Provincia de Mendoza, con una inversión estimada de US\$ 210 millones, que tendrá una capacidad instalada de 305 MW. Se prevé que este parque solar esté terminado y en funcionamiento en el primer semestre de 2026. Adicionalmente, en octubre de 2024, el Directorio de YPF EE aprobó la solicitud de adhesión al Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones ("RIGI") presentada por Luz del Campo S.A., subsidiaria al 100% de YPF EE. Dicha adhesión fue aprobada por el Ministerio de Economía en enero de 2025.

En agosto de 2024, el parque eólico General Levalle, ubicado en la Provincia de Córdoba, inició sus operaciones comerciales en forma escalonada hasta alcanzar una capacidad instalada total de 155 MW en diciembre de 2024. La energía producida en este parque eólico se entrega a compradores privados bajo diversos contratos de compraventa de energía ("PPA" por sus siglas en inglés) en el MATER.

Para información adicional sobre la normativa relacionada, ver Nota 36.c.5) de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Actividades de fertilizantes

Durante 2024, nuestras actividades en el mercado de fertilizantes incluyeron la producción, almacenamiento, distribución y venta de fertilizantes a través de nuestra sociedad de control conjunto Profertil, uno de los líderes del mercado de fertilizantes en el Cono Sur.

En 2024, Profertil produjo 1,3 millones de toneladas de urea y 0,8 millones de toneladas de amoníaco a través de su planta de producción en la ciudad de Bahía Blanca. Adicionalmente, Profertil comercializó otros nutrientes y mezclas especiales de tierra preparada para optimizar el rendimiento del suelo.

Compromisos de suministro de gas natural y contratos de suministro

Nos hemos comprometido, bajo una variedad de acuerdos contractuales, a suministrar cantidades fijas y determinables de gas natural en el futuro cercano.

Al 31 de diciembre de 2024, nos comprometimos contractualmente a entregar 73.020 Mm³ (o 2.575 bcf) de gas natural en el futuro (sin considerar contratos de exportación de suministro interrumpibles), de los cuales 25.816 Mm³ (o 910 bcf) deberán entregarse entre 2025 y 2026. Las cifras mencionadas contienen los compromisos dentro de los planes de incentivos del Plan GasAr 2020-2024 y Plan GasAr 2023-2028 (véase Nota 36.d.1) a los Estados Financieros Consolidados Auditados). Según nuestras estimaciones, al 31 de diciembre de 2024, nuestros compromisos contractuales de entrega para los próximos dos años podrán cumplirse con nuestra propia producción y, si es necesario, con compras a terceros. Para más información sobre nuestra producción de hidrocarburos, véase "Información de la Emisora—Organización del negocio—Upstream—Reservas de petróleo y gas—Producción de petróleo y gas, costos de producción y precios de venta".

Desde 2004, el gobierno argentino ha establecido regulaciones para los mercados internacionales y nacionales de gas natural, que han afectado la capacidad de los productores argentinos para exportarlo. En consecuencia, en el pasado, debido a las acciones tomadas por el gobierno argentino, nos hemos visto obligados en muchos casos a suspender parcial o totalmente las exportaciones de gas natural que estaban contempladas en nuestros contratos con clientes del exterior. Por lo tanto, no pudimos cumplir con nuestros compromisos de exportación y nos vimos obligados a declarar fuerza mayor en virtud de nuestros acuerdos de venta de exportación de gas natural, aunque ciertas contrapartes han rechazado nuestra posición.

El marco regulatorio actual permite exportaciones firmes e interrumpibles, sujetas a la autorización pertinente de la SE. En 2024, la SE permitió solicitar permisos de exportación de forma plurianual sujeta a ciertos límites y condiciones.

El 5 de enero de 1995, el 11 de marzo de 1997 y el 13 de noviembre de 2001 ("GSA 2001") nos comprometimos a suministrar gas natural a la planta de Methanex S.A. ("Methanex") en Cabo Negro, Punta Arenas, en Chile, en virtud de acuerdos, de los cuales actualmente sólo se encuentra vigente el GSA 2001 por 1,1 Mm³/d. A raíz de la intervención del gobierno argentino, se han interrumpido las entregas desde 2007.

Como resultado de las negociaciones con Methanex, YPF celebró diversos acuerdos que involucraron inversiones de YPF en exploración de hidrocarburos en Chile, acuerdos de suministro fijo y, a partir de 2019, contratos de suministro de gas natural firmes e interrumpibles, con el fin de reemplazar los compromisos de los contratos originales de acuerdo con la normativa de exportación de gas natural vigente en Argentina, que incluyen un acuerdo entre las partes para la recuperación de volúmenes no entregados por razones regulatorias. En agosto de 2024, YPF celebró un acuerdo en firme por varios años con Methanex que permite el suministro de los volúmenes de gas natural restantes originalmente comprometidos bajo el GSA 2001 hasta diciembre de 2025 y los volúmenes de gas natural acordados para ser recuperados con Methanex hasta noviembre de 2027.

En abril de 2023, el gobierno argentino convocó a la presentación de acuerdos de ventas para permitir exportaciones en firme de gas natural a través del Gasoducto Gas Andes Argentina S.A. ("Gas Andes") de octubre 2023 a abril 2024 (el volumen asignado a YPF fue de 0,8 Mm³/d), y de GPA de octubre 2023 a diciembre 2024 (el volumen asignado a YPF fue de 0,3 Mm³/d). En septiembre de 2023, el gobierno argentino autorizó a YPF exportar gas natural de mayo 2024 a septiembre 2024 y de octubre 2024 a diciembre 2024 por 1,5 Mm³/d.

En 2024, el gobierno argentino convocó a la presentación de contratos de venta de exportación con el fin de evaluar autorizaciones en firme anuales de exportación de gas natural. Los volúmenes potenciales máximos en firme a contratar y a solicitar para obtener una autorización en firme de exportación para 2025 fueron, en el caso de YPF, hasta 2,1 Mm³/d de enero a abril, 1,6 Mm³/d de mayo a septiembre y 2,1 Mm³/d de octubre a diciembre.

Adicionalmente, el gobierno argentino permitió solicitar autorizaciones de exportación en firme sobre una base plurianual, de 2026 a 2028. Los volúmenes contractuales potenciales que se permitieron solicitar para permisos de exportación en firme a YPF fueron el 50% de los asignados en 2025 (1,0 Mm³/d de enero a abril, 0,8 Mm³/d de mayo a septiembre y 1,0 Mm³/d de octubre a diciembre). El gobierno argentino también permitió la posibilidad de que los participantes no incluidos en el Plan GasAr 2023-2028 soliciten permisos de exportación plurianuales por un total de hasta: (i) desde la cuenca Neuquina (de enero a diciembre), 2025: 1,5 Mm³/d y 2026-2028: 0,8 Mm³/d; y (ii) desde la cuenca Austral (para el período estival, de octubre a diciembre y de enero a abril), 2025: 1,0 Mm³/d y 2026-2028: 0,5 Mm³/d. A la fecha de este Prospecto, YPF ha solicitado: (i) desde la cuenca Neuquina: 1,5 Mm³/d de enero a abril 2025, 1,6 Mm³/d de mayo a septiembre 2025, 1,2 Mm³/d de octubre a diciembre 2025, 0,3 Mm³/d de enero a abril 2026, 0,4 Mm³/d de mayo a septiembre 2026 y 0,3 Mm³/d de octubre a diciembre 2026; y (ii) desde la cuenca Austral: 1,1 Mm³/d de septiembre 2024 a noviembre 2027.

Adicionalmente, a través de la Ley Bases, se estableció que los titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación, refinadores y/o comercializadores pueden exportar libremente hidrocarburos y/o sus derivados, sujetos a la no objeción de la SE. Para más información véase Notas 36.a.1) y 36.c.2) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Para obtener información adicional sobre las reglamentaciones relacionadas, véase Nota 36.c) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Para obtener información sobre los reclamos derivados de las restricciones en el mercado de gas natural, véase "Antecedentes financieros—Litigios".

Estacionalidad

Históricamente, nuestros resultados han estado sujetos a fluctuaciones estacionales a lo largo del año, particularmente como resultado del aumento en las ventas de gas natural durante el invierno impulsadas por la mayor demanda del segmento residencial. En consecuencia, estamos sujetos a fluctuaciones estacionales en nuestros volúmenes y precios de ventas, con mayores ventas de gas natural durante el invierno a precios más altos.

Investigación y Desarrollo

En 2012, YPF creó YPF Tecnología S.A. ("Y-TEC"), una compañía cuya misión es, a través de proyectos de investigación y desarrollo ("I+D") y servicios de alto valor, generar conocimiento y desarrollar soluciones de innovación tecnológicas para YPF S.A. y para la industria en general. YPF S.A. y el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas ("CONICET") poseen el 51% y el 49% de participación, respectivamente.

Y-TEC cree en el valor de alianzas con socios tecnológicos para reforzar el liderazgo regional, adoptando el concepto de innovación abierta. Este concepto permite a Y-TEC reducir el riesgo tecnológico, acortar el tiempo de puesta a disposición de un producto en el mercado y minimizar los costos, y también permite complementar sus capacidades, conocimientos, experiencia y equipos de última generación mediante el relacionamiento con la comunidad científica en Argentina y en el exterior.

Y-TEC explora oportunidades en todo el sector energético actual y futuro. Todas las actividades de I+D que realiza Y-TEC están estratégicamente alineadas con las necesidades de YPF, y se desarrollan en instalaciones que albergan 48 laboratorios, 12 plantas experimentales y 290 profesionales dedicados al desarrollo de soluciones innovadoras para el sector energético.

Y-TEC tiene el mandato de coordinar y gestionar todos los esfuerzos de I+D de YPF destinados a generar soluciones tecnológicas de alto impacto, consolidando e impulsando un portafolio de 39, 63 y 62 proyectos al 31 diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. Durante 2024, el portafolio de I+D se ajustó y alineó al plan estratégico de YPF y a los pilares de la estrategia de crecimiento de Y-TEC. Y-TEC también cuenta con varias plataformas de servicios que brindan servicios de soporte técnico y de laboratorio de alta calidad para clientes del sector energético.

Actualmente las líneas de desarrollo tecnológico del portafolio de proyectos de I+D de Y-TEC abarcan 3 áreas principales: (i) petróleo y gas (tecnologías de producción, transporte y subsuelo); (ii) combustibles, productos químicos y biológicos; y (iii) energías bajas en carbono y sustentabilidad ambiental.

En el área de petróleo y gas, Y-TEC continúa sus esfuerzos de I+D orientados a reducir los costos de desarrollo de los yacimientos a través del diseño, desarrollo y aplicación de diversas tecnologías especializadas. En 2024, Y-TEC se centró en la realización de nuevos consorcios de I+D multicliente que tienen como objetivo generar espacios de colaboración y sinergia entre compañías de petróleo y gas. Liderando la generación de nuevos conocimientos y el desarrollo tecnológico en Vaca Muerta, Y-TEC lanzó junto con las principales compañías de petróleo y gas de la industria: (i) +Productividad Sostenida Vaca Muerta: optimización de la producción de petróleo y gas de la formación Vaca Muerta, (ii) +Recuperación Mejorada Vaca Muerta: aplicación de técnicas de recuperación mejorada de petróleo ("EOR", por sus siglas en inglés) en la formación Vaca Muerta, y (iii) +Agentes de sostén Vaca Muerta: soluciones logísticas para asegurar la entrega de agentes de sostén para el desarrollo masivo de Vaca Muerta. Estos consorcios están en su fase inicial, y los dos primeros son abiertos, con planes de investigación y desarrollo actualizados anualmente de acuerdo con las prioridades e intereses de las compañías miembro, mientras que el tercero se ejecutará en 1 año.

Otros desafíos clave incluyen el desarrollo de herramientas de simulación y modelado para reservorios no convencionales, la creación de modelos digitales de rocas y la implementación de metodologías innovadoras para caracterizar rocas y mejorar nuestra comprensión de los fenómenos del subsuelo. Y-TEC realizó estudios recientes enfocados en el análisis de arena de fractura; el mapeo geoquímico, petrofísico y geomecánico para reservorios no convencionales, con el objetivo de mejorar la comprensión de la geometría de fractura, el rendimiento de los pozos, la conectividad entre pozos y la interferencia en la producción. En el caso de equipos y herramientas inteligentes, Y-TEC continúa aplicando su conocimiento tecnológico para desarrollar soluciones de medición y monitoreo en línea de bajo costo para, principalmente, operaciones de campo no convencionales. Y-TEC también se enfoca en equipos y herramientas novedosas para proporcionar soluciones en términos de costo y rendimiento para operaciones de perforación, reacondicionamiento, fracturación hidráulica y producción. En este sentido, los logros recientes incluyen avances en tapones disolubles, polímeros para cementación y optimización de perforaciones.

Los combustibles, productos químicos y biológicos son un área clave que se enfoca no sólo en la I+D de combustibles de mayor rendimiento, sino también en bioenergía y eficiencia energética. Los productos químicos innovadores de Y-TEC para la industria del petróleo y gas están enfocados en aditivos hechos a medida que mejoran el rendimiento de los combustibles y reducen los gastos operativos con costos competitivos, y otros están especialmente diseñados para reservorios no convencionales en la formación Vaca Muerta.

En línea con el compromiso de YPF con la sustentabilidad ambiental, Y-TEC desarrolla tecnologías que mitigan el impacto de la industria de petróleo y gas en el medio ambiente, en áreas como la recuperación de petróleo del agua y el suelo y tecnologías novedosas de revegetación en áreas impactadas por la operación. Desde la perspectiva de las tecnologías de descarbonización, durante 2024, Y-TEC analizó la factibilidad de capturar, transportar y utilizar y/o almacenar CO₂ en la cuenca neuquina. Y-TEC está ampliando el "Atlas AR-CO₂", un atlas argentino que expone el potencial de almacenamiento subterráneo para operaciones de almacenamiento de CO₂ a largo plazo en cuencas productivas y no productivas de todo el país, centrándose en los objetivos de transición energética de YPF.

Además, el Consorcio Disco2 Store, financiado por la Comisión Europea, se mantiene activo para proporcionar conocimientos específicos que mitiguen los riesgos asociados con las operaciones de inyección de CO₂ en el subsuelo, donde Y-TEC desarrolla colaboraciones tecnológicas.

En el área de energías bajas en carbono y sustentabilidad ambiental, se realizaron actividades de I+D sobre temas como minerales y materiales críticos (litio y grafito), hidrógeno verde (diseño de electrolizadores AEM), aplicaciones de técnicas de restauración en zonas semiáridas y procesos oxidativos avanzados, entre otros. El dispositivo "Y-ALGAE", un dispositivo para capturar dióxido de carbono de la atmósfera desarrollado por el equipo técnico de Y-TEC, está en su etapa de diseño final para su industrialización.

Además, el Consorcio H2AR, un consorcio creado en 2020 por Y-TEC para desarrollar la economía del hidrógeno en Argentina, ha fortalecido su presencia en América Latina trabajando con 52 compañías, el gobierno argentino y asociaciones internacionales de hidrógeno como la Sociedad Alemana de Cooperación Internacional ("GIZ", por sus siglas en inglés), la Asociación para el Desarrollo del Hidrógeno ("H4D", por sus siglas en inglés), la Acción de Hidrógeno Limpio de LAC, el CertHiLAC (un sistema de certificación para hidrógeno limpio y bajo en carbono producido en América Latina y el Caribe) y la Alianza Global de la Industria del Hidrógeno ("GHIAA", por sus siglas en inglés).

Las principales tecnologías que Y-TEC ha sido capaz de trasladar al mercado en los últimos 3 años son las siguientes:

- 2024, productos químicos para yacimientos de petróleo, incluyendo (i) “Y-FLUX”, inhibidores de parafina; y (ii) “Y-BREAK”, un desemulsionante basado en nanotecnología de grafeno de producción propia con una versión dual (demulsionante + dispersante parafínico, todo en uno).
- 2023 (i) productos químicos para las actividades del upstream, incluidos biocidas y sistemas nano emulsionados, entre otros; y (ii) “Y- ALGAE”.
- 2022 (i) “Y-PROP”, el primer agente de soporte trazable desarrollado en Argentina; (ii) “Y-POLYPLUG”, polímeros expansivos para operaciones de cementación de pozos; (iii) “Tapones Shear Out”, tapones diseñados para operaciones de prueba hidráulica; (iv) “Servicios MIC”, la primera plataforma argentina para el monitoreo microbiano en la industria de petróleo y gas; (v) “Nanoburbujas”, remedios sustentables para aguas contaminadas con hidrocarburos; y (vi) “Integra Digital”, un analizador fitosanitario de campo con integración digital.

Competencia

YPF es una compañía integrada verticalmente de energía, lo que permite generar sinergias y aprovechar economías de escala entre nuestros segmentos de negocio.

Estamos involucrados en toda la cadena de valor del petróleo y gas, incluyendo la producción, refinación, comercialización y distribución de hidrocarburos, obteniendo márgenes a todos los niveles, lo que nos da una flexibilidad única en la gestión de nuestro portafolio en relación con nuestros mercados objetivo. Nuestra producción de petróleo se destina principalmente a nuestras refinerías, dado que el crecimiento de la producción local de petróleo ha generado saldos exportables a nivel agregado en Argentina, esperamos incrementar nuestras exportaciones de petróleo en un futuro cercano. Los combustibles comercializados tanto en nuestras estaciones de servicio como a través del resto de los canales de comercialización provienen en su mayoría de nuestras refinerías y se complementan con combustibles importados cuando la situación del mercado lo requiera. Esta presencia en todo el mercado local asegura una cartera de clientes robusta a largo plazo, reforzando las oportunidades de rentabilidad a través de una cadena de valor integrada. Por lo tanto, al 31 de diciembre de 2024, la Compañía mantiene su liderazgo en Argentina en prácticamente todos los segmentos de negocios en los que opera.

Nos encontramos con la competencia de compañías internacionales y nacionales de petróleo y gas: (i) en la adquisición o renovación de permisos de exploración y concesiones de explotación; (ii) en la operación en Argentina en un mercado dinámico en el segmento de downstream; y (iii) en la concreción de acuerdos de venta de gas natural con diferentes clientes, capacidades de transporte de gas natural en los principales gasoductos y procesamiento y tratamiento de gas natural; y de compañías de electricidad internacionales y nacionales en la generación y distribución de energía en la adjudicación de contratos de compraventa de energía para nuevos proyectos. En este contexto, nuestras fortalezas competitivas son: (i) somos el mayor productor de petróleo y gas natural de Argentina y uno de los mayores operadores de shale fuera de Estados Unidos; (ii) contamos con una importante cartera de concesiones de petróleo y gas en Argentina; (iii) contamos con importantes activos de refinación y logística, contamos con refinería más grande de Argentina con una capacidad de procesamiento que representa más del 50% de la capacidad total de refinación de Argentina y que opera con altas tasas de utilización, y nuestro sistema de refinación es altamente complejo, lo que nos da flexibilidad para transferir parte de nuestros recursos productivos a productos de mayor valor agregado; y (iv) tenemos una posición integrada consolidada en la industria del gas y la energía.

Evaluamos continuamente el entorno externo y nuestra posición competitiva para ajustar nuestras estrategias y planes comerciales para crear y mantener nuestras ventajas competitivas.

Marco legal y regulatorio argentino

Para la descripción del principal marco legal y regulatorio bajo el cual la Compañía lleva a cabo sus actividades, véase Nota 36 a los Estados Financieros Consolidados Auditados, incorporada aquí como referencia. Además, para tener una comprensión sobre:

- El principal marco regulatorio cambiario véase “Información adicional—Regulaciones cambiarias”.
- El principal marco regulatorio ambiental véase “Políticas de la Emisora—Nuestro compromiso Ambiental, Social y de Gobernanza (en adelante “ASG”)—Asuntos ambientales en Argentina—Regulaciones ambientales”.
- Los principales puntos de la Ley de Expropiación y la Ley de Privatización véase “Información de la Emisora—La Sociedad”.
- Los principales puntos de la Ley de Acceso a la Información Pública N° 27.275 véase “Información adicional—Acceso a la información pública”.

FACTORES DE RIESGO

Invertir en las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente implica riesgos. Antes de adoptar una decisión de inversión, los eventuales compradores deberán considerar cuidadosamente los riesgos descriptos a continuación y los descriptos en el respectivo Suplemento de Prospecto, si hubiera. Nuestro negocio, situación patrimonial y financiera y los resultados de nuestras operaciones podrían verse seriamente y adversamente afectados por cualquiera de estos riesgos. El precio de negociación de las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente podría caer debido a cualquiera de estos riesgos, perdiendo los inversores todo o parte de su inversión. Los riesgos descriptos a continuación y los descriptos en el respectivo Suplemento de Prospecto, si hubiera, son riesgos de los que nosotros actualmente tenemos conocimiento y consideramos que nos pueden afectar sustancialmente o a quienes inviertan en las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente. También podrán existir otros riesgos que actualmente no consideramos sustanciales pero que podrían afectar a su actividad en el futuro.

Las operaciones e ingresos de YPF están sujetos a riesgos como resultado de cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras. Los inversores deberán considerar cuidadosamente estos riesgos. Los riesgos e incertidumbres que se describen a continuación son los que conocemos a la fecha de este Prospecto. Sin embargo, tales riesgos e incertidumbres pueden no ser los únicos a los que podríamos enfrentarnos. Los riesgos e incertidumbres adicionales que desconocemos o que actualmente consideramos inmateriales pueden afectar nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones. Los riesgos que se describen a continuación deben leerse conjuntamente y junto con las discusiones detalladas que figuran en otra parte de este Prospecto. En las secciones restantes de este Prospecto se exponen los antecedentes y las medidas que utilizamos al evaluar diversos riesgos.

Riesgos relacionados con la oferta de obligaciones negociables

Las obligaciones negociables estarán subordinadas al pago de nuestro endeudamiento garantizado y a otros acreedores con privilegios de acuerdo con la ley argentina

Salvo que se especifique de modo distinto en el respectivo Suplemento de Prospecto, o el contrato de fideicomiso, si lo hubiera, las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente tendrán por lo menos igual prioridad de pago que toda nuestra demás deuda existente y futura no garantizada y no subordinada, salvo aquellas obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho, incluyendo, entre otras, los créditos fiscales y laborales. Salvo que se especifique de modo distinto en el Suplemento de Prospecto pertinente o en el contrato de fideicomiso, si lo hubiera, no se prohibirá que incurramos en endeudamiento adicional, ni contendrá excepciones significativas a la restricción sobre nuestra posibilidad de incurrir en deuda garantizada. Si nos declaráramos en quiebra o si fuéramos liquidados, los prestamistas garantizados y otros acreedores con privilegios de acuerdo con la ley argentina, tendrán prioridad sobre los reclamos de pago de las obligaciones negociables en la medida de los activos que constituyan su garantía. Si quedaran activos luego del pago a los prestamistas garantizados, esos activos podrían resultar insuficientes para satisfacer los créditos de los tenedores de obligaciones negociables y otras deudas no garantizadas, así como los créditos de otros acreedores generales quienes tendrán derecho a participar a prorrata con los tenedores de obligaciones negociables.

De así especificarlo en el respectivo Suplemento de Prospecto, o el contrato de fideicomiso, si lo hubiera, también podremos emitir obligaciones negociables subordinadas. En ese caso, además de la prioridad de ciertos otros acreedores descriptos en los párrafos precedentes, las obligaciones negociables subordinadas también estarán sujetas en todo momento al pago de cierta deuda no garantizada y no subordinada por nosotros, según describa el respectivo Suplemento de Prospecto, o el contrato de fideicomiso, si lo hubiera.

Podrá no desarrollarse o no ser sostenible un mercado de negociación activo para las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente

Las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente constituyen valores negociables nuevos por los que actualmente no existe un mercado de negociación activo. Podremos solicitar la negociación de las obligaciones negociables de una clase o serie a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente en la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en el mercado Multilateral Trading Facility in Europe ("Euro MTF"), en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. ("BYMA") y en el A3 Mercados S.A. (antes Mercado Abierto Electrónico S.A.) ("A3 Mercados") o cualquier otro mercado de valores autorizado; no obstante, no podemos garantizar que se aceptarán dichas solicitudes. Si las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente fueran negociadas luego de su emisión inicial, podrán negociar a descuento a su precio de oferta inicial, dependiendo de las tasas de interés prevalecientes en mercados similares, las condiciones económicas generales y su comportamiento financiero.

No podemos garantizar que se desarrollará un mercado de negociación activo para las obligaciones negociables de una serie y/o clase a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente, o de desarrollarse, que se mantendrá tal mercado. Si no se desarrollara o mantuviera un mercado activo para la negociación de las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente, el precio de mercado y liquidez de las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente podrían verse seriamente afectados.

Las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente podrían estar sujetas a restricciones sobre transferencias que podrían limitar la capacidad de sus tenedores de venderlas

Las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente podrán ser ofrecidas en base a una exención de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores de 1933 de Estados Unidos y sus modificatorias. Como resultado, las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente podrán ser transferidas o vendidas únicamente en operaciones registradas según sus términos o sobre la base de una exención de dicho registro y en cumplimiento de cualquier otra ley de títulos valores aplicable en otras jurisdicciones. Estas restricciones podrían afectar la capacidad de los tenedores de vender las obligaciones negociables adquiridas.

Podremos rescatar las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente antes de su vencimiento, según se prevea en las condiciones de emisión

Todas las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente podrán ser rescatadas (i) en caso de ocurrir ciertas modificaciones del régimen tributario argentino, o (ii) a nuestra opción por cualquier otra razón, si así se lo especificara en el respectivo Suplemento de Prospecto, o en el contrato de fideicomiso, si lo hubiera. Podremos optar por rescatar tales obligaciones negociables cuando las tasas de interés prevalecientes estén relativamente bajas. En consecuencia, es posible que un inversor no pueda reinvertir los fondos obtenidos en el rescate en valores negociables similares a una tasa de interés efectiva tan alta como la tasa de las obligaciones negociables adquiridas.

El precio al que los tenedores de las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente podrán venderlas antes de su vencimiento dependerá de una serie de factores y podría significar una suma substancialmente menor a la originalmente invertida por los tenedores

El valor de mercado de las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente puede verse afectado en cualquier momento como consecuencia de fluctuaciones en el nivel de riesgo percibido respecto a la Compañía o al mercado en la cual la misma opera. Por ejemplo, un aumento en el nivel del riesgo percibido podría causar una disminución en el valor de mercado de dichas obligaciones negociables. En cambio, una disminución en el nivel del riesgo percibido podría causar un aumento en el valor de mercado de dichas obligaciones negociables.

El nivel de riesgo percibido podrá verse influenciado por factores políticos, económicos, financieros, entre otros, complejos e interrelacionados, que podrán afectar los mercados monetarios en general o específicamente el mercado en el que opera la Compañía. Volatilidad es el término usado para describir el tamaño y la frecuencia de las fluctuaciones de los mercados, si la volatilidad de la percepción del riesgo cambia, el valor de mercado de las obligaciones negociables a ser emitidas bajo el Régimen de Emisor Frecuente podría verse modificado.

Los tenedores de obligaciones negociables podrían tener dificultades para hacer valer la responsabilidad civil de la Compañía o de sus directores, ejecutivos y personas controlantes

La Compañía está constituida bajo las leyes de Argentina, y su domicilio social está ubicado en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. El accionista controlante de la Compañía y la mayoría de sus directores y ejecutivos tienen su domicilio real en Argentina. Asimismo, una parte significativa de los activos de la Compañía están ubicados en Argentina. Por ende, podría ser dificultoso para los tenedores de obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente cursar notificaciones judiciales en jurisdicciones distintas a Argentina a dichas personas o hacer valer sentencias contra ellas, inclusive en acciones fundadas en responsabilidad civil bajo las leyes federales de otros países, como Estados Unidos, en materia de títulos valores. Asimismo, bajo ley argentina, la ejecución de sentencias extranjeras es procedente en los términos de los tratados celebrados con el país del que provengan siempre que se cumplan los requisitos de los artículos 517 a 519 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación, entre ellos el requisito de que la sentencia no debe violar principios de orden público del derecho argentino, conforme lo determine un tribunal argentino y que la sentencia extranjera no sea incompatible con otra pronunciada, con anterioridad o simultáneamente, por un tribunal argentino. No podemos asegurar que un tribunal argentino no habría de considerar que la ejecución de una sentencia extranjera que obligue a la Compañía a realizar un pago bajo obligaciones negociables emitidas en el marco del Régimen de Emisor Frecuente en moneda extranjera fuera de Argentina resulte contrario a las normas de orden público de Argentina, si en ese momento existieran restricciones legales que prohíben a los deudores argentinos transferir divisas fuera de Argentina con el fin de cancelar deudas u otra razón. En base a la opinión de nuestros asesores legales en Argentina, existen dudas acerca de la exigibilidad en Argentina contra los directores, ejecutivos y el accionista controlante de la Compañía, por responsabilidad fundada exclusivamente en las leyes federales de otros países, como Estados Unidos, en materia de títulos valores ya sea en acciones originales o en acciones de ejecución de sentencias de tribunales de otros países, siempre y cuando dichas acciones sean contrarias a las normas de orden público de Argentina. Los asesores legales en Argentina de la Compañía también han informado a la Compañía que la ejecución ante un tribunal argentino de sentencias emanadas de tribunales de otras jurisdicciones, como Estados Unidos, respecto de tal responsabilidad, estará sujeta al cumplimiento de los requisitos establecidos en el Código Procesal Civil y Comercial de la Nación antes descriptos.

Es posible que algunos de nuestros bienes no puedan ser ejecutados

En Argentina, los activos que son esenciales para la prestación de un servicio público no pueden ser objeto de un embargo, tanto preventivo como ejecutivo. En consecuencia, los tribunales argentinos podrían no ordenar la ejecución de sentencias contra los activos de YPF que sean determinados por un tribunal y/o la legislación como esenciales para la prestación de un servicio público.

No se puede asegurar que la calificación otorgada a las obligaciones negociables que se emitan bajo el Régimen de Emisor Frecuente no sea disminuida, suspendida o cancelada por la entidad calificadora

La calificación otorgada a las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente podría variar luego de su emisión. Dicha calificación es limitada en su alcance y no tiene en consideración todos los riesgos relacionados con la inversión en las respectivas obligaciones negociables, sino que sólo refleja las consideraciones tenidas en cuenta por la entidad calificadora al momento de la calificación. Además, cada agencia de calificación tiene criterios de análisis diferentes, por lo tanto, las calificaciones pueden diferir entre agencias de calificación. No podemos asegurar que dicha calificación se mantenga por un período determinado o que la misma no sea disminuida, suspendida o cancelada si, a juicio de la entidad calificadora, las circunstancias así lo ameritan. Cualquier disminución, suspensión o cancelación de dicha calificación podría tener un efecto adverso sobre el precio de mercado y la negociación de dichas obligaciones negociables.

Los pagos de sentencias contra la Compañía en relación con las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente y en moneda distinta al peso podrían ser realizados en pesos

En caso de iniciarse procedimientos contra la Compañía en Argentina, ya sea para hacer valer una sentencia dictada en el extranjero o en Argentina, la Compañía podría no estar obligada a satisfacer dichas obligaciones en una moneda distinta del peso o la moneda de curso legal en Argentina vigente en ese momento. En consecuencia, los inversores podrían sufrir una pérdida en dólares si los inversores no pudieran adquirir en el mercado cambiario argentino los dólares u otras monedas equivalentes al tipo de cambio vigente. Bajo las regulaciones cambiarias hasta ahora existentes en Argentina, los inversores extranjeros no pueden adquirir dólares u otras monedas en el mercado de cambios oficial con los fondos recibidos por el cobro de pesos (ya sea del deudor o a través de la ejecución de créditos contra los activos del deudor) en virtud del pago de intereses o del capital de deuda. Sin embargo, en el futuro estas reglamentaciones cambiarias podrían ser eliminadas, suspendidas o modificadas sustancialmente.

Podríamos vernos imposibilitados de comprar las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente ante un cambio de control de YPF S.A.

Ante el acaecimiento de un cambio de control de la Compañía, y según se defina en cada clase y/o serie de obligaciones negociables que se emitan en el marco del Régimen de Emisor Frecuente, podríamos estar obligados a ofrecer la compra de todas las obligaciones negociables a un precio establecido respecto de su valor nominal más los intereses devengados e impagos. La fuente de fondos de la Compañía para dicha compra de obligaciones negociables serían los fondos disponibles, los fondos generados por las subsidiarias de la Compañía u otras fuentes, entre ellas financiaciones, ventas de activos y/o ventas de acciones. Las fuentes de fondos podrían no ser suficientes para permitirle a la Compañía comprar las obligaciones negociables ante un cambio de control. Si la Compañía no ofreciera comprar las obligaciones negociables o no comprara las obligaciones negociables ofrecidas luego de un cambio de control, y según apliquen dichas cláusulas, la Compañía podría incurrir en un incumplimiento y dar lugar a un supuesto de incumplimiento bajo los contratos que rigen otras deudas de la Compañía.

Riesgos relacionados con Argentina

La República Argentina posee el 51% de las acciones de YPF S.A.

La República Argentina posee el 51% de las acciones de YPF S.A. y, en consecuencia, el Gobierno Nacional tiene la potestad de determinar todos los asuntos que requieren la aprobación de la mayoría de los accionistas, incluyendo la elección de la mayoría de los directores de YPF S.A. No podemos garantizar que las decisiones tomadas por el accionista controlante no difieran de sus intereses como accionista (incluida la política de precios de todos nuestros principales productos) y, por lo tanto, afectar nuestras decisiones operativas.

Las elecciones presidenciales tienen lugar en Argentina cada cuatro años y las elecciones legislativas cada dos años, lo que resulta en la renovación parcial de ambas cámaras del Congreso Nacional. El resultado de las elecciones presidenciales y legislativas de medio término y de período completo podría provocar cambios en las políticas de gobierno que impactan en YPF S.A. No podemos predecir el impacto que tendrán las medidas de nuevas administraciones de gobierno ni su temporalidad, ni podemos estimar el impacto que podrían tener en nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones. Véase “Antecedentes Financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Condiciones macroeconómicas”.

Nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas en Argentina

La mayoría de nuestras operaciones, propiedades y clientes se encuentran en Argentina y, como resultado, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas que prevalecen en Argentina. Usted debe hacer su propia evaluación sobre Argentina y las condiciones prevalecientes en el país antes de tomar una decisión de inversión en nosotros. Véase “Antecedentes Financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Condiciones macroeconómicas”.

Las condiciones económicas de Argentina dependen de una variedad de factores, incluyendo, pero no limitado a, los siguientes: demanda internacional y precios para los principales *commodities* de exportación de Argentina; la competitividad y la eficiencia de las industrias y los servicios locales; estabilidad y competitividad del peso argentino frente al resto de las monedas; inversión y financiamiento interno y externo; nivel de reservas de divisas en el Banco Central de la República Argentina ("BCRA") que pueden causar cambios en los valores de las divisas y las regulaciones de control cambiario y de capital (incluyendo la importación de equipos, el pago de nuestro endeudamiento transfronterizo y otras necesidades relevantes para las operaciones); altos niveles de endeudamiento; altas tasas de interés; altos niveles de inflación que generan controles de salarios y precios; shocks económicos externos adversos; cambios en las políticas económicas o fiscales implementadas por el gobierno argentino; conflictos laborales y paros gremiales; el nivel de gasto del gobierno argentino y la capacidad de alcanzar y sostener el equilibrio fiscal; el nivel de desempleo, la inestabilidad política y las tensiones sociales, como la toma de tierras y reclamos en las áreas en las cuales operamos.

Los cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Argentina y las medidas tomadas por el gobierno argentino han tenido y se espera que continúen teniendo un impacto significativo en nuestra Compañía. No podemos predecir el impacto final de las medidas que el gobierno argentino adoptó o pueda adoptar en el futuro, o si esas medidas tendrán los efectos buscados. La incertidumbre acerca de las políticas de gobierno podría conducir a una mayor volatilidad de las cotizaciones bursátiles argentinas, incluidas las compañías que operan en el sector energético, dado el grado de regulación estatal que históricamente ha tenido dicha industria. Además, no podemos garantizar que las políticas actuales que se aplican a la industria del petróleo y gas no se modificarán en el futuro.

La economía argentina ha experimentado una volatilidad significativa en las últimas décadas, incluyendo diversos períodos de crecimiento bajo o negativo y niveles elevados y variables de inflación y devaluación de la moneda. No podemos asegurar que la economía argentina crecerá en el futuro de manera sostenible. Si las condiciones económicas de Argentina tienden a deteriorarse, si la inflación se acelerara aún más, si Argentina no puede refinanciar su deuda, si los saldos fiscales federales fueran deficitarios afectando la capacidad del gobierno argentino para acceder a financiamiento a largo plazo, o si no resultaren efectivas las medidas del gobierno argentino para atraer o retener inversiones extranjeras y financiamiento internacional en el futuro o bien incentivar la actividad de la economía local, podrían afectar negativamente el crecimiento económico del país y, a su vez, afectar nuestro negocio, situación financiera, y resultado de las operaciones.

De acuerdo con el informe de Morgan Stanley Capital International ("MSCI"), Argentina fue considerada un mercado emergente hasta junio de 2021, cuando se la declaró como un "*standalone market*" (mercado independiente). Las condiciones económicas y de mercado en Argentina y en los mercados emergentes, especialmente aquellos en América Latina, influyen en el mercado de valores emitidos por compañías argentinas. La volatilidad en los mercados de valores en América Latina y en los países de mercados emergentes, así como los potenciales aumentos en las tasas de interés en Estados Unidos y otros países desarrollados, pueden tener un impacto negativo en el valor de negociación de nuestros valores de capital y en nuestra capacidad y los términos en los que podemos acceder a los mercados de capitales internacionales. Además, los mercados independientes incluyen riesgos adicionales, tales como restricciones gubernamentales que pueden limitar las inversiones y los riesgos asociados con acontecimientos políticos.

Existen demandas, laudos arbitrales y sentencias pendientes contra el gobierno argentino, incluidas las dictadas ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones ("CIADI") en otras cortes extranjeras, los cuales si se resuelven de forma adversa y/o se ejecutan contra el gobierno argentino, podrían tener un efecto sustancialmente adverso en la capacidad del gobierno argentino para implementar reformas y fomentar el crecimiento económico.

Adicionalmente, la falta de un marco institucional sólido y transparente para los contratos con el gobierno argentino y sus agencias y las denuncias de corrupción han afectado a Argentina. El gobierno argentino, reconociendo estos problemas, ha anunciado varias medidas destinadas a reforzar las instituciones argentinas y reducir la corrupción. No se puede asegurar que la implementación de estas medidas vaya a tener éxito.

No podemos asegurar que ninguno de los factores mencionados anteriormente y la percepción de riesgo en Argentina puedan no tener un efecto material adverso en nuestra capacidad de financiamiento, incluida nuestra capacidad de refinanciar nuestra deuda al vencimiento, lo que afectaría negativamente a nuestros planes de inversión y consecuentemente nuestro negocio, situación financiera y resultado de nuestras operaciones, teniendo también un impacto negativo en los valores de negociación de nuestra deuda o valores de capital.

La capacidad de Argentina para obtener financiamiento de los mercados internacionales de capitales podría estar limitada, lo que podría tener un impacto en nuestra capacidad de acceder a esos mercados

En los últimos años Argentina ha experimentado dificultades financieras, lo que ha llevado a un aumento en la incurrencia de deuda pública.

El 28 de enero de 2022 el gobierno argentino llegó a un acuerdo con el Fondo Monetario Internacional ("FMI"), aprobado mediante la Ley N° 27.668, para refinanciar US\$ 44,0 billones de la deuda contraída entre 2018 y 2019 bajo un Acuerdo Stand-By, originalmente programada para ser pagada en los años 2021, 2022 y 2023. El 25 de marzo de 2022, el FMI aprobó un acuerdo de 30 meses (el Programa de Facilidades Extendidas, "EFF") a favor de Argentina por un monto de US\$ 44,0 billones. Posteriormente, el 11 de marzo de 2025 se publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia ("DNU") N° 179/2025 mediante el cual el Poder Ejecutivo aprobó celebrar un nuevo EFF con el FMI a 10 años cuyo destino de fondos será principalmente refinanciar pasivos, incluyendo letras intransferibles del tesoro y los montos pendientes de amortización bajo el EFF vigente. El 19 de marzo de 2025 la Cámara de Diputados del Congreso de la Nación aprobó el DNU N° 179/2025. A la fecha de este Prospecto, este EFF no ha sido celebrado.

No podemos asegurar el EFF será celebrado, y tampoco podemos predecir el impacto de la implementación de este acuerdo en la capacidad de Argentina (e indirectamente la capacidad de las compañías argentinas) para acceder a los mercados internacionales de capitales.

Además, el impacto a largo plazo de estas medidas y de cualquier medida futura que tome el gobierno argentino en la economía local sigue siendo incierto.

A pesar de la reestructuración de la deuda pública argentina llevada a cabo desde 2020, y la mejora en las calificaciones crediticias de Argentina, en los últimos años los mercados internacionales se han mostrado prudentes en cuanto a si la deuda argentina es sostenible y, por lo tanto, aunque los indicadores de riesgo país han ido disminuyendo desde el cuarto trimestre de 2024, todavía permanecen altos. No podemos garantizar que las calificaciones crediticias de Argentina se mantendrán o que no serán degradadas, suspendidas o canceladas. Cualquier rebaja, suspensión o cancelación de la calificación crediticia de la deuda soberana de Argentina puede tener un efecto adverso en la economía argentina, nuestra capacidad para acceder a los mercados internacionales de capitales y nuestro negocio. Como tal, cualquier efecto adverso en nuestro negocio debido en parte a cambios en la calificación crediticia de Argentina puede afectar adversamente el precio de mercado y la negociación de nuestras obligaciones negociables. Véase "Antecedentes financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Condiciones macroeconómicas".

La economía argentina ha sido y puede ser afectada negativamente por los acontecimientos económicos en otros mercados

Los mercados financieros y de valores en Argentina y la economía argentina están influenciados por los efectos de crisis financieras globales o regionales y por las condiciones de mercado en otros mercados del mundo, y la inestabilidad económica global e incertidumbre sobre las políticas comerciales globales podría afectar a la economía argentina y poner en peligro la capacidad de Argentina para estabilizar su economía, como, el deterioro de las condiciones económicas en Brasil (el principal socio comercial de Argentina) y de las economías de otros socios comerciales importantes de Argentina, como China o Estados Unidos, los aumentos en las tasas de interés en Estados Unidos y otros países desarrollados, las tensiones geopolíticas entre Estados Unidos y varios países extranjeros, conflictos regionales como el de Rusia y Ucrania o en Medio Oriente, las decisiones de la Organización de Países Exportadores de Petróleo ("OPEP") y otros países productores de petróleo no pertenecientes a la OPEP respecto a la producción de petróleo que afecta los precios del petróleo, discordias idiosincrásicas, políticas y sociales, ataques terroristas, degradaciones de la deuda soberana y una pandemia. Aunque las condiciones económicas varían de un país a otro, las reacciones de los inversores a los eventos que ocurren en un país a veces demuestran un efecto "contagio" en el que toda una región o clase de inversión es desfavorecida por los inversores internacionales.

En consecuencia, no podemos asegurar que la economía argentina y los mercados de valores no se verán negativamente afectados por acontecimientos en las economías de los países desarrolladas, en los mercados emergentes o en cualquiera de los principales socios comerciales de Argentina, lo que podría afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones, y el valor de nuestra acción. Adicionalmente, la devaluación significativa de las monedas de nuestros socios o competidores comerciales puede afectar adversamente la competitividad de Argentina y, en consecuencia, la economía de Argentina, nuestro negocio, situación financiera y resultado de nuestras operaciones.

Podemos estar expuestos a fluctuaciones en los tipos de cambio

A pesar de la apreciación en términos reales del último año, históricamente la devaluación del peso argentino ha tenido un impacto negativo en la economía, y también ha llevado a un aumento de la inflación, que a su vez ha tenido un impacto directo en la economía. Además, nuestros resultados de las operaciones están expuestos a fluctuaciones cambiarias y cualquier devaluación del peso frente al dólar y otras monedas fuertes puede afectar adversamente nuestro negocio y los resultados de las operaciones. Como nuestros ingresos se recaudan principalmente en pesos argentinos, estamos expuestos al riesgo de tipo de cambio entre el peso argentino y el dólar, por nuestras cuentas a cobrar denominadas en dicha moneda.

Además, una devaluación significativa del peso argentino frente al dólar afectaría negativamente la competitividad económica de Argentina. Una apreciación real significativa del peso argentino afectaría adversamente las exportaciones y reduciría el superávit comercial de Argentina o causaría un déficit comercial, lo que podría tener un efecto negativo en el crecimiento del Producto Bruto Interno ("PBI") y el empleo.

Como resultado de la histórica volatilidad del peso argentino, el gobierno argentino y el BCRA implementaron varias medidas y regulaciones para estabilizar su valor. Véase “Antecedentes financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Condiciones macroeconómicas” y “Antecedentes financieros—Liquidez y recursos de capital”.

No podemos predecir si, y en qué medida, el valor del peso argentino puede depreciarse o apreciarse frente al dólar u otras monedas extranjeras fuertes, ni la forma en que podremos trasladar dichas variaciones a los precios de nuestros productos y cómo tales fluctuaciones podrían afectar la demanda de los productos que ofrecemos, afectando así a nuestro negocio.

Estamos sujetos a controles de cambio y de capitales

El gobierno argentino y el BCRA han implementado ciertas medidas que controlan y restringen la capacidad de las empresas y de los individuos para acceder al mercado de divisas para comprar divisas y transferirlas al exterior. Dichas medidas incluyen restringir el acceso al mercado cambiario argentino para el pago de dividendos a accionistas no residentes; restricciones a la adquisición de cualquier moneda extranjera para ser retenida en efectivo en Argentina; exigir a los exportadores repatriar y liquidar en pesos argentinos en el mercado cambiario local, limitaciones a la transferencia de valores hacia y desde Argentina, estableciendo ciertos refinanciamientos de vencimientos de deuda obligatorios, entre otros.

No podemos asegurar que el BCRA u otras dependencias gubernamentales no aumenten o relajen dichos controles o restricciones, hagan modificaciones a estas regulaciones, impongan más planes obligatorios de refinanciamiento relacionados con nuestro endeudamiento pagadero en monedas distintas al peso argentino, establezcan restricciones más severas al cambio de divisas, o mantengan el actual régimen cambiario o creen múltiples tipos de cambio para diferentes tipos de transacciones, modificando sustancialmente el tipo de cambio aplicable al que adquirimos moneda para pagar importaciones y/o para atender nuestros pasivos pendientes denominados en monedas distintas del peso argentino, todo lo cual podría afectar nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones financieras a su vencimiento, reunir capital, refinanciar nuestra deuda al vencimiento, obtener financiamiento, ejecutar nuestros planes de inversión y/o socavar nuestra capacidad de pagar dividendos a accionistas extranjeros. En consecuencia, estos controles y restricciones cambiarios podrían afectar en forma material y adversa a nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones. Véase “Antecedentes financieros—Liquidez y recursos de capital” e “Información adicional—Regulaciones cambiarias”.

Las variaciones en los tipos de interés y de cambio de nuestros acuerdos de financiación actuales y/o futuros pueden dar lugar a aumentos significativos en nuestros costos de endeudamiento

Al 31 de diciembre de 2024, el 6% de nuestra deuda financiera es sensible a las variaciones en las tasas de interés. En consecuencia, las variaciones en las tasas de interés podrían dar lugar a cambios en el monto destinado a nuestros servicios de deuda y gastos por intereses, afectando así nuestra situación financiera y resultado de las operaciones. Además, como la Compañía puede refinanciar su deuda al vencimiento, un aumento en las tasas de interés de mercado a partir de dichas fechas podría generar un aumento en nuestros intereses a futuro. Véase Nota 4 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Los intereses y los montos principales pagaderos en virtud de obligaciones de deuda denominadas o indexadas en dólares están sujetos a variaciones en el tipo de cambio peso /dólar que podrían resultar en un aumento significativo en pesos argentinos en el monto de los pagos de intereses y capital con respecto a dichas obligaciones de deuda. Si nuestros ingresos por ventas u otros ingresos no son capaces de cubrir efectivamente la totalidad o una parte significativa de nuestra exposición al riesgo cambiario, una devaluación del peso argentino puede tener un efecto adverso material en nuestra situación financiera y resultado de las operaciones. Véase “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Los precios de nuestros productos en Argentina y las fluctuaciones en los precios internacionales del petróleo y de los productos refinados pueden afectar adversamente nuestros resultados de las operaciones”.

Los cambios en las leyes tributarias argentinas y/o la implementación de nuevos derechos de exportación, otros impuestos y/o regulaciones respecto a las importaciones podrían afectar negativamente nuestro negocio

No podemos asegurar que el gobierno argentino no adoptará cambios y reformas adicionales en materia tributaria, ni que estas reformas y las que puedan adoptarse en el futuro no afectarán adversamente nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones.

Históricamente, el gobierno argentino ha impuesto aranceles a las exportaciones, incluidas las exportaciones de hidrocarburos. No podemos asegurar que los impuestos y las regulaciones sobre importaciones y/o exportaciones no se modificarán en el futuro o que no se impondrán otros impuestos nuevos y/o regulaciones sobre importaciones y/o exportaciones, lo que podría afectar adversamente nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones. Véase Notas 36.f) y 36.g) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

El gobierno argentino, en los últimos años, ha introducido cambios en la tasa del impuesto a las ganancias y la tasa del impuesto sobre la distribución de dividendos. No podemos asegurar que el gobierno argentino no adoptará cambios y reformas adicionales en la tasa del impuesto a las ganancias, ni que estas reformas y las que puedan adoptarse en el futuro no afectarán adversamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones. Véase “Información adicional—Carga tributaria”.

Riesgos relacionados con nuestro negocio

Los precios de nuestros productos en Argentina y las fluctuaciones en los precios internacionales del petróleo y de los productos refinados pueden afectar adversamente nuestros resultados de las operaciones

La mayor parte de nuestros ingresos en Argentina proviene de las ventas de productos refinados (principalmente, nafta y gas oil) y, en menor medida, de gas natural.

Nuestra política de precios de combustibles toma en cuenta varios factores, tales como los precios internacionales y locales del petróleo, precios internacionales de los productos refinados, costos de procesamiento y distribución, precios de los biocombustibles, la volatilidad del tipo de cambio, oferta y demanda local, competencia, inventarios, impuestos locales y márgenes internos de nuestros productos, entre otros. A pesar de nuestra expectativa de alinear nuestros precios locales con los de los mercados internacionales a través del tiempo, procurando, a su vez, mantener una relación razonable entre los precios locales de los crudos y los combustibles, sin considerar las fluctuaciones a corto plazo, no podemos asegurar que algunos factores críticos que se consideran en nuestra política de precios (incluyendo, pero no limitado a cambios abruptos en el tipo de cambio, o en los precios internacionales o potenciales limitaciones legales o regulatorias o de otro tipo que afectan nuestra posibilidad de ajustar los precios de nuestros productos), no tendrán un impacto negativo en nuestra capacidad de mantener dicha relación en un futuro previsible, mientras que la volatilidad y la incertidumbre en los precios internacionales del petróleo y productos refinados probablemente persistirán, ya que siguen estando fuertemente influenciados por las condiciones y expectativas de la oferta, la demanda y las tensiones geopolíticas mundiales, entre otros factores, que también podrían tener un efecto adverso en nuestros ingresos de exportación.

Si los precios de los productos refinados no se alinean con los aumentos de costos (incluido, pero no limitado a, los precios locales del petróleo) o si el gobierno argentino establece controles de precios generales (incluyendo congelamiento de precios de productos que comercializamos tales como combustibles, podría tener un efecto negativo en nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones. Véase “Antecedentes Financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Condiciones macroeconómicas—Mercado de hidrocarburos”.

Con respecto al mercado de gas natural, los ingresos que obtenemos de la venta de gas natural en Argentina para ciertos segmentos, particularmente el residencial y las plantas de generación de energía, están sujetos a regulaciones gubernamentales y, por lo tanto, podrían verse afectados negativamente por los cambios de políticas. Además, podemos enfrentar desafíos en relación con los programas de incentivos establecidos por el gobierno argentino para la industria del gas natural, que están sujetos a ciertas regulaciones y compromisos (en términos de inversiones y de producción). Los cambios en las regulaciones o cualquier incumplimiento de nuestra parte de las obligaciones bajo dichos programas de incentivos podrían afectar nuestras proyecciones o rentabilidad. Véase “Información de la Emisora—Organización del negocio—Gas y Energía—Actividades de gas natural”.

Los precios que podemos obtener para nuestros productos junto con los volúmenes producidos, procesados y entregados afectan la viabilidad de las inversiones en nuevos proyectos de exploración, desarrollo y refinación y, como resultado, el momento y el monto de las erogaciones de capital previstos para tales fines. Nuestro presupuesto de inversiones tiene en cuenta, entre otras variables, los precios de mercado de nuestros productos. Además, podríamos tener que reducir el valor en libros de nuestras propiedades, planta y equipo si los precios estimados del petróleo y gas disminuyen o si tenemos ajustes sustanciales a la baja en nuestras reservas estimadas de petróleo y gas, aumentos en nuestros costos operativos o aumentos en la tasa de descuento que refleja el costo promedio ponderado del capital empleado, entre otros factores. Véase “Antecedentes Financieros—Estimaciones contables relevantes”.

Un brote de una enfermedad podría tener consecuencias adversas materiales en nuestras operaciones

El brote de una pandemia, enfermedad o amenaza similar para la salud pública puede generar consecuencias adversas materiales en la economía global que podrían afectar en forma material y adversa nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones, como el caso de la pandemia de COVID-19. Algunos de los efectos negativos, entre otros, podrían ser: impactos adversos en los mercados financieros; reducción de la demanda de hidrocarburos y, por lo tanto, de nuestros ingresos, generando la reducción de nuestros niveles de actividad y de inversión; una caída significativa del precio internacional del petróleo, por el efecto combinado de una fuerte caída de la demanda, así como de la imposibilidad de los productores de hidrocarburos para reducir ordenadamente la oferta; efectos negativos en el entorno económico argentino; y cambios sustanciales en las empresas y en el comportamiento social y el potencial impacto en la venta de combustibles.

No podemos predecir o estimar el impacto negativo futuro que una pandemia, una enfermedad o una amenaza de salud pública similar podría tener en nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones, dado que dependerá de circunstancias fuera de nuestro control, incluida la intensidad y duración de dichos eventos y las medidas tomadas por los gobiernos en el mundo, incluido el gobierno argentino, para contenerlas y/o mitigar el impacto económico.

Nuestras operaciones locales están sujetas a una regulación extensa y cambiante

La industria argentina de petróleo y gas se encuentra sujeta a regulaciones y controles gubernamentales cambiantes. Como consecuencia de ello, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones regulatorias y políticas prevalecientes en Argentina y nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones podrían verse adversamente afectados por los cambios regulatorios y políticos en Argentina. Podríamos enfrentar riesgos y desafíos vinculados a la regulación y al control gubernamental sobre el sector energético, incluidas las leyes, regulaciones y normas promulgadas por los gobiernos federales, provinciales y locales con respecto a la concesión de permisos de exploración y/o concesiones de explotación, controles sobre las exportaciones, restricciones a las importaciones (incluidas las relacionadas con las autorizaciones para la transferencia de fondos para pagos en el extranjero), requisitos de inversión, impuestos, controles de precios que pueden evitar la transferencia de costos, requisitos de calidad para productos derivados del petróleo, mano de obra, estimulación hidráulica, actividades de perforación y otros aspectos ambientales, entre otros. Véase “Antecedentes Financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Condiciones macroeconómicas”.

Si bien la Ley N° 27.742 (“Ley Bases”) estableció la libre exportación de hidrocarburos y/o sus derivados sujeta a la no objeción de la SE, en años recientes, el gobierno argentino introdujo ciertos cambios en las regulaciones y políticas que rigen el sector energético, con el objetivo de priorizar la demanda interna a precios estables a fin de sostener la recuperación económica, y no podemos asegurar que dichas regulaciones no se implementen nuevamente en el futuro. Véase “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Estamos y podríamos estar sujetos a nuevas restricciones de importación y exportación, que podrían hacernos declarar fuerza mayor en virtud de nuestros contratos”. Adicionalmente, aunque la Ley Bases promueve la desregulación y el Régimen de Incentivos para Grandes Inversiones (“RIGI”), no podemos asegurar que no ocurrirán cambios en dichas regulaciones, ni que dichos cambios puedan afectar a los proyectos de la Compañía asumiendo que estos continúen vigentes.

No podemos asegurar que los cambios en las leyes y regulaciones aplicables, o interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y regulaciones, no afectarán adversamente nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones. Véase Notas 18 y 36 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

El aumento en las tasas de interés, la incertidumbre y la falta de liquidez en los mercados crediticios y de capital podrían afectar nuestra capacidad para obtener crédito y financiamiento u obtenerlos en términos aceptables

Nuestras actividades son intensivas en capital y pueden requerir que obtengamos crédito y financiación para ejecutar nuestros planes de inversión. Nuestra capacidad para obtener dichos créditos y fondos depende en gran medida de los mercados de capitales y de factores de liquidez que no controlamos, incluidos los relacionados con el costo de financiación. Nuestra capacidad para acceder a los mercados de crédito y de capital en términos aceptables puede verse restringida al momento de acceder a esos mercados, lo que podría tener un impacto adverso en nuestro negocio, situación financiera y actividades de inversión.

Como resultado de muchos factores, incluidas las condiciones del mercado financiero internacional y local, la capacidad de Argentina para renegociar o pagar sus deudas y sus consecuencias sobre la economía y nosotros, las condiciones macroeconómicas, los controles cambiarios y de capital, las acciones de las agencias de calificación crediticia, entre otros factores, no hay garantía de que podamos pagar o refinanciar nuestro endeudamiento existente al vencimiento de acuerdo con nuestros planes.

Además, las principales agencias de calificación crediticia nos evalúan periódicamente en función de una serie de factores, incluida nuestra posición financiera y las condiciones que afectan a la industria del petróleo y gas y las condiciones macroeconómicas en general. Cualquier rebaja en nuestra calificación crediticia o anuncio de que nuestra calificación crediticia está en revisión para una posible rebaja podría limitar nuestra capacidad para obtener fondos o aumentar el costo asociado de cualquier endeudamiento adicional en el que incurramos.

Un porcentaje significativo de nuestro flujo de efectivo de las operaciones deriva de operaciones con entidades gubernamentales

En el curso normal de los negocios, y tomando en consideración que somos la compañía con mayor integración de petróleo y gas en Argentina, nuestra cartera de clientes y proveedores abarca tanto entidades del sector privado, así como entidades gubernamentales.

En caso que alguna de las entidades gubernamentales no paguen los montos adeudados en efectivo o equivalentes de efectivo, cambien las condiciones establecidas mediante alternativas no previstas en los respectivos contratos o planes o sólo puedan realizar dichos pagos o reembolsos mediante la entrega de instrumentos financieros que puedan retrasar el cobro en exceso de nuestras estimaciones; nuestro negocio, situación financiera y los resultados de nuestras operaciones podrían verse afectados negativamente (véase “Estructura de la Emisora, accionistas principales y transacciones con partes relacionadas—Transacciones con partes relacionadas” y Nota 37 a los Estados Financieros Consolidados Auditados). La imposibilidad de estos clientes de hacer pagos, o de hacerlo en forma oportuna o total, puede afectar de manera adversa nuestro negocio, situación financiera y los resultados de nuestras operaciones. Lo antes mencionado es aplicable, entre otros saldos por cobrar, a los programas de incentivos estructurados por el gobierno argentino para promover la producción de hidrocarburos, como el Plan GasAr (véase Nota 36.d.1) a los Estados Financieros Consolidados Auditados).

Estamos y podríamos estar sujetos a nuevas restricciones de importación y exportación, que podrían hacernos declarar fuerza mayor en virtud de algunos de nuestros contratos

La Ley Bases, la cual modificó la Ley de Hidrocarburos N° 17.319, modificada por la Ley N° 27.007 (“Ley de Hidrocarburos”), estableció que el comercio internacional de hidrocarburos y sus derivados es libre, en los términos y condiciones que establezca el Poder Ejecutivo Nacional. En este sentido, a través del Decreto Reglamentario N° 1.057/2024, se estableció que la SE podrá objetar total o parcialmente la exportación de hidrocarburos, únicamente con fundamento en las razones técnicas y/o económicas que afecten la seguridad de abastecimiento del mercado interno. Sin embargo, a la fecha de este Prospecto, no se ha derogado expresamente el requisito de autorización previa y los criterios y procedimientos para autorizar las exportaciones de petróleo y/o sus derivados (véase Notas 36.a.1) y 36.b.1) a los Estados Financieros Consolidados Auditados).

Asimismo, aunque a la fecha de este Prospecto no existen restricciones a la exportación de gas natural que afecten las exportaciones firmes otorgadas bajo el Plan GasAr, en el pasado, el gobierno argentino adoptó medidas que nos obligaban a reservar una parte de nuestra producción de gas natural para el mercado local restringiendo la capacidad de cumplir con nuestros compromisos de exportación en forma total o parcial, lo cual nos ha llevado a conflictos con nuestros clientes del exterior y proveedores de otros servicios y nos ha forzado a declarar el incumplimiento de ciertos contratos por fuerza mayor.

Debido a restricciones en el pasado, no podemos asegurar si se adoptarán medidas futuras que puedan afectar adversamente nuestra capacidad para exportar gas natural, exportar o importar petróleo y gas oil u otros productos y, en consecuencia, afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones.

Nuestras reservas y producción de petróleo y gas pueden disminuir

La tasa de producción de petróleo y gas de los campos de Upstream generalmente disminuye a medida que se agotan las reservas. Si no llevamos a cabo exitosamente las actividades de exploración y desarrollo, o identificamos posibilidades de recuperación secundaria o terciaria a través de estudios geológicos y de ingeniería en nuestros campos convencionales, entre otros, nuestras reservas estimadas de petróleo y gas disminuirán a medida que se produzcan las reservas, y nuestro negocio podría experimentar un flujo de efectivo reducido, lo que resultaría en un efecto adverso en nuestra situación financiera y en los resultados de nuestras operaciones.

Enfrentamos ciertos desafíos para reemplazar el petróleo y el gas natural que producimos. Además, esperamos que el desarrollo no convencional nos requerirá mantener mayores niveles de inversión en los años futuros, principalmente en relación con la formación Vaca Muerta. La viabilidad financiera de estas inversiones y los esfuerzos de desarrollo dependerán en general de las condiciones económicas y regulatorias imperantes en Argentina, así como de los precios de mercado de los hidrocarburos. Estos riesgos materiales también son inherentes a la industria del petróleo y gas.

Es posible que no podamos reemplazar nuestras reservas de petróleo y gas con el descubrimiento, adquisición y desarrollo rentables de nuevas reservas, lo que podría tener un impacto negativo en nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones. Véase “Información de la Emisora—Organización del negocio—Upstream—Reservas de petróleo y gas”.

Nuestras reservas de petróleo y gas son estimaciones

Nuestras reservas se estiman en base a datos geológicos y de ingeniería a fin de establecer con certeza razonable si el petróleo o el gas natural en los reservorios conocidos pueden recuperarse y ser económicamente viables. La precisión de las estimaciones de reservas depende de una serie de factores, suposiciones y variables, algunas de las cuales están fuera de nuestro control. Los factores sobre los que tenemos control incluyen, pero no se limitan a, cambios en los precios del petróleo y el gas natural, que podrían tener un efecto sobre la magnitud de nuestras reservas; cambios en las regulaciones fiscales vigentes, otras regulaciones gubernamentales y condiciones contractuales luego de la fecha de las estimaciones (lo que podría hacer que las reservas ya no resulten económicamente viables para su explotación); así como ciertas acciones de terceros, incluyendo a los operadores de los yacimientos en los cuales tenemos participación, entre otros.

Los factores que están bajo nuestro control incluyen la perforación, prueba y producción, cuyos resultados pueden afectar las estimaciones iniciales de las reservas, dependiendo de la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos disponibles utilizados por nosotros y nuestra interpretación de los mismos; el rendimiento de producción de los reservorios y nuestras tasas de recuperación, los cuales dependen en gran parte de las tecnologías disponibles, así como de nuestra capacidad para implementar dichas tecnologías y de la aplicación del *know-how*; la selección de los terceros con los cuales emprendemos negocios; y la exactitud de nuestras estimaciones de hidrocarburos existentes al inicio, que podrían resultar incorrectas o requerir revisiones sustanciales.

El precio internacional del petróleo ha fluctuado significativamente en el pasado. Si estos precios disminuyen significativamente en el futuro o si se establecen precios locales menores a las paridades internacionales (así como cualquier otro aumento sustancial de los costos), nuestros cálculos futuros de reservas estimadas se basarían en precios más bajos, lo que podría resultar en una eliminación de las reservas no económicas de nuestras reservas en períodos futuros. Véase Nota 2.c) apartado “Reservas de petróleo y gas”, a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Como resultado de lo anteriormente mencionado, las estimaciones sobre las reservas no son precisas y están sujetas a revisiones. Toda revisión que disminuya nuestras cantidades estimadas de reservas podría tener un impacto adverso sobre nuestros resultados financieros, provocando un aumento de los cargos por depreciación, agotamiento y amortización, que podrían resultar en revisiones por deterioro de nuestras propiedades, planta y equipo, que podrían reducir las ganancias y el patrimonio neto en el período en el que ocurra.

Véase “Información de la Emisora—Organización del negocio—Upstream—Reservas de petróleo y gas”.

Las actividades de petróleo y gas están sujetas a importantes riesgos económicos, sociales, ambientales y operativos

Las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas se encuentran sujetas a riesgos económicos y operativos específicos de la industria, algunos de los cuales escapan a nuestro control, tales como los riesgos de equipamiento y transporte, los peligros naturales y otras incertidumbres, incluidas aquellas vinculadas a las características físicas de los yacimientos de petróleo y gas *onshore* y *offshore*. Nuestras operaciones pueden verse restringidas, demoradas o canceladas en virtud de malas condiciones meteorológicas, dificultades mecánicas, escasez o demoras en la entrega de equipos, cumplimiento de requisitos gubernamentales, incendios, explosiones, fallas en los ductos, anormales presiones en las formaciones, huelgas de empleados propios o de terceros y peligros ambientales, tales como pérdidas de petróleo, escapes de gas, rupturas o emanaciones de gases tóxicos. Además, operamos en áreas políticamente sensibles donde la población nativa tiene intereses que podrían entrar en conflicto con nuestros objetivos de producción o desarrollo. Si estos riesgos se materializan, nuestras operaciones podrían sufrir pérdidas operativas sustanciales e interrupciones y nuestra reputación podría verse dañada, lo que podría afectar de manera material y adversa nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones. Además, si ocurre un incidente operativo que afecte a las comunidades locales y/o étnicas en las áreas cercanas, necesitaremos incurrir en costos y gastos adicionales para restaurar las áreas afectadas y compensar los daños que podamos ocasionar. Estos costos adicionales pueden tener un impacto negativo en la rentabilidad de los proyectos que decidamos emprender.

Las perforaciones podrían no ser rentables, no solamente con respecto a los pozos improductivos, sino también con respecto a los pozos que son productivos pero que no generan los suficientes ingresos para obtener una ganancia después de considerar los costos de perforación, los costos operativos y otros costos.

Nuestras instalaciones en los yacimientos de petróleo y gas, refinerías y nuestra red logística constituyen nuestros principales centros de producción y red de distribución de las cuales dependen gran parte de nuestros ingresos. Aunque aseguramos dichas propiedades en términos que consideramos prudentes y hemos adoptado y mantenemos medidas de seguridad, todo daño significativo, accidente u otra clase de interrupción de la producción vinculada con dichas instalaciones o red podría afectar significativa y negativamente nuestra capacidad de producción, nuestra situación financiera y resultado de las operaciones.

Dependemos de proveedores de bienes y servicios para la operación y ejecución de nuestros proyectos y, como resultado, podríamos vernos afectados negativamente por fallas o retrasos de dichos proveedores, o la calidad de los productos proporcionados por dichos proveedores. En estos casos, es posible que en última instancia tengamos que posponer nuestros proyectos, lo que puede tener un efecto adverso en nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones. Además, puede haber riesgos de retrasos en el proceso de despacho de aduanas causados por factores externos o restricciones de importación, que pueden afectar el suministro de bienes y afectar nuestras operaciones y proyectos.

Nuestro negocio depende de proyectos complejos, a largo plazo y de capital intensivo

Nuestros proyectos requieren un alto grado de experiencia en gestión de proyectos para maximizar la eficiencia. Utilizamos una variedad de supuestos de precios de del petróleo y sus derivados, precios de gas natural, costos, impuestos, entre otros que revisamos periódicamente. Estos supuestos nos ayudan a evaluar nuestros proyectos por medio de un sólido proceso de asignación de capital. Si nuestras suposiciones resultan incorrectas, nuestras ganancias, flujos de efectivo y situación financiera podrían estar materialmente afectadas.

Los factores específicos que pueden afectar el desempeño de proyectos importantes (incluidos los relacionados con nuestras reservas no convencionales en la formación Vaca Muerta) incluyen nuestra capacidad para: negociar exitosamente con socios comerciales, gobiernos, proveedores, sindicatos, clientes u otros; modelar y optimizar el rendimiento de los reservorios de petróleo y gas; desarrollar instalaciones de producción y red de distribución; desarrollar mercados para los resultados del proyecto; obtener aprobaciones y financiación de los proyectos por parte de nuestros socios comerciales; obtener financiamiento a costos y en términos razonables; disponer de la capacidad de tratamiento y transporte necesaria para poder evacuar completamente nuestro crecimiento de producción de petróleo y gas, particularmente en nuestros proyectos no convencionales en la formación Vaca Muerta (por ejemplo, el proyecto de oleoducto Vaca Muerta Sur (“VMOS”) recientemente aprobado); acceso y disponibilidad de equipo y tecnología, servicios y personal necesarios; gestionar los cambios en las condiciones operativas y los costos, incluidos los costos de equipos o servicios de terceros; prevenir, en la medida de lo posible, y responder de manera efectiva a las dificultades técnicas imprevistas que podrían retrasar el inicio de los proyectos o causar tiempo de inactividad no programado. Además, incrementar la producción de petróleo no convencional requiere el ajuste de nuestras refinerías y otras instalaciones para aumentar la proporción de petróleo ligero a procesar para poder permanecer integrados verticalmente.

Llevamos a cabo la mayoría de nuestras operaciones de explotación no convencional a través de operaciones conjuntas y, como resultado, la continuidad de dichas operaciones conjuntas es vital para su éxito. En el caso de que cualquiera de nuestros socios comerciales decidiera terminar la relación con respecto a una operación conjunta o vender su participación en una operación conjunta, es posible que no podamos reemplazar a ese socio comercial u obtener el financiamiento necesario para comprar la participación de ese socio comercial. En consecuencia, nuestra incapacidad para resolver los desacuerdos con nuestros socios comerciales o para mantener nuestras operaciones conjuntas podría afectar negativamente nuestra capacidad para llevar a cabo las operaciones subyacentes de dichas operaciones conjuntas, lo que, a su vez, podría afectar negativamente nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

Nuestro negocio depende en gran medida de nuestras instalaciones de producción y red logística. Podemos enfrentar riesgos relacionados con restricciones o limitaciones para evacuar nuestra producción de petróleo y gas como resultado de la falta o capacidad limitada de la infraestructura para procesar y/o transportar la producción. La mayoría de las inversiones en capacidad de transporte y tratamiento se llevarán a cabo a través de nuestras compañías afiliadas de midstream, las cual no controlamos (por ejemplo, Oleoductos del Valle S.A., VMOS S.A., etc.).

Continuaremos considerando oportunidades de adquisición, las cuales pueden no ser exitosas

Ocasionalmente, hemos expandido nuestro negocio a través de ciertas adquisiciones, y continuaremos considerando oportunidades de adquisición atractivas que creemos que pueden ofrecer valor adicional y son consistentes con nuestra estrategia de gestión activa de nuestro portafolio. Sin embargo, no podemos asegurar que seremos capaces de identificar las oportunidades de adquisición adecuadas, o en caso de identificarlas poder adquirirlas; tampoco si seremos capaces de completar con éxito la integración de nuevos negocios y capturar las sinergias esperadas, ya que tales integraciones conllevan riesgos significativos, incluidos los ajustes de valuación y la asunción de pasivos no revelados, que podrían tener un efecto material adverso en nuestro negocio, resultados de operaciones, flujo de efectivo o condición financiera.

Es posible que no ejecutemos en su totalidad o en parte nuestro plan de disposición relacionado con campos maduros ("Proyecto Campos Maduros")

Una parte importante del éxito de YPF depende de nuestra capacidad para gestionar con éxito nuestro portafolio general, incluida la diversificación entre tipos y ubicaciones de nuestros proyectos y las estrategias para desinvertir activos.

El 29 de febrero de 2024, el Directorio de YPF resolvió la disposición de ciertos grupos de activos, principalmente campos maduros de las cuencas Golfo San Jorge, Neuquina, Cuyana y Austral. Esta disposición de activos relacionados con campos maduros, denominada "Proyecto Campos Maduros", es consistente con los planes de gestión de la Compañía, que considera que la racionalización del portafolio convencional de Upstream es una de las palancas en los que se basa la estrategia de YPF, con foco en actividades e inversiones en campos no convencionales. En este sentido, durante 2024, la Compañía avanzó en la ejecución de acuerdos de cesión (véase "Información de la Emisora—Organización del negocio—Upstream", "Antecedentes financieros—Liquidez y recursos de capital—Inversiones de capital, gastos y desinversiones—Desinversiones" y Nota 11 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los Estados Financieros Consolidados Auditados).

Sin embargo, a la fecha de este Prospecto, la Compañía mantiene grupos de activos como mantenidos para la venta para los que aún no se han firmado acuerdos de cesión, pero continúa en negociaciones con terceros para su disposición o reversión. A pesar de que nos mantenemos comprometidos con el plan y estamos en negociaciones activas con terceros para la disposición de dichos activos, el hecho de que la Compañía no ejecute en su totalidad o en parte el Proyecto Campos Maduros puede afectar negativamente nuestro negocio, los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo.

Además, no podemos asegurar que (i) podamos desinvertir activos a un precio o en el plazo que hemos contemplado en nuestro plan y/o (ii) no debamos retener ciertos pasivos (conocidos o desconocidos) en virtud de la legislación aplicable con respecto a los activos desinvertidos tras una desinversión, incluidos los costos y gastos derivados de eventuales abandonos de pozos y cualquier remediación medioambiental necesaria, entre otros, de los que podemos seguir siendo responsables a pesar de las disposiciones contractuales de nuestros acuerdos de desinversión para la asunción de dichos costos y pasivos por el cesionario de dichos activos. En el caso que, como parte de la implementación del Proyecto Campos Maduros, optemos por decidir la reversión de ciertos campos maduros a las autoridades provinciales concedentes (en contraposición a una cesión a un tercero), también podrían exigirnos que realicemos pagos adicionales en el momento de dicha reversión y/o que sigamos siendo responsables de dichos costos y gastos en relación con los activos sujetos a dicha reversión. Véase Nota 11 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Es posible que no tengamos cobertura de seguro suficiente para cubrir todos los riesgos operativos a los que estamos sujetos

Nuestras operaciones están sujetas a vastos riesgos económicos, operativos, regulatorios, legales y de ciberseguridad. Poseemos cobertura de seguro que nos cubre contra ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y gas, en línea con las prácticas de la industria, incluyendo pérdida o daño a la propiedad y equipos, incidentes de control de pozos, incidentes de pérdida de producción o de ingresos, remoción de desechos, la contaminación por filtraciones súbitas y accidentales, contaminación y limpieza y demandas de responsabilidad de terceros, incluyendo lesiones personales y pérdida de vidas, entre otros riesgos de negocio. Sin embargo, nuestra cobertura de seguro, como es habitual, está sujeta a deducibles y límites de las sumas aseguradas máxima de cobertura que, en ciertos casos, pueden ser excedidos sustancialmente por nuestras obligaciones.

Adicionalmente, algunas de nuestras pólizas de seguro contienen exclusiones que limitan nuestra cobertura en algunos eventos. Asimismo, podríamos vernos imposibilitados de mantener una cobertura adecuada a las tasas y las condiciones que consideremos razonables o aceptables o de obtener cobertura contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufrimos un accidente contra el cual no estamos asegurados, o cuyos costos exceden significativamente nuestra cobertura, esto podría tener un efecto adverso material en nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones.

En Argentina las concesiones de explotación y permisos de exploración de petróleo y gas están sujetos a ciertas condiciones y pueden ser cancelados o no renovados

La extensión de nuestras concesiones de explotación y/o permisos de exploración incluye, entre otros, cierto nivel de compromisos de inversión y actividad en ciertos períodos. El incumplimiento de las obligaciones y requerimientos establecidos en la Ley de Hidrocarburos o los acuerdos con autoridades del gobierno argentino, según corresponda, también puede dar lugar a la imposición de multas y, en caso de incumplimientos sustanciales, una vez que hayan expirado los períodos de subsanación aplicables, en la revocación de la concesión o del permiso. No podemos asegurar que el incumplimiento de ciertos compromisos, como resultado de las diferentes condiciones significativas que prevalecen en el mercado nacional y/o internacional del petróleo y gas en diferentes momentos, no daría lugar a la imposición de multas o el vencimiento de ciertas concesiones o permisos. Véase “Información de la Emisora—Organización del negocio—Upstream—Permisos de exploración y concesiones de explotación en Argentina” y Nota 36.a) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

No podemos asegurar que cualesquiera de nuestras concesiones y/o permisos podrán ser extendidas o renovadas. La caducidad o imposibilidad de obtener la extensión de una concesión o permiso, o su revocación, podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones.

La industria del petróleo y el gas es competitiva y nuestra capacidad para alcanzar nuestros objetivos estratégicos y expandir nuestro negocio depende de nuestra capacidad para competir con éxito en el mercado y reaccionar ante las fuerzas competitivas

Competimos con las principales compañías de la industria del petróleo y el gas que operan en Argentina, principalmente en la obtención de licencias, permisos de exploración y concesiones de explotación, dado que nuestros competidores pueden ser capaces de pagar más por concesiones de explotación y permisos de exploración, y para evaluar, licitar y comprar un mayor número de concesiones y permisos que lo que permiten nuestros recursos financieros. Adicionalmente, existe una importante competencia por el capital disponible para invertir en la industria del petróleo y el gas natural.

Adicionalmente, nos afecta la competencia por los equipos de perforación y la disponibilidad de los mismos, lo que podría implicar mayores costos y/o escasez de recursos. Adicionalmente, las regulaciones cambiarias en Argentina han generado barreras de entrada para los proveedores de servicios internacionales, limitando así la oferta de bienes y servicios petroleros en el país. Véase “Información adicional—Regulaciones cambiarias”.

Como resultado de los factores mencionados anteriormente, es posible que en el futuro no podamos competir con éxito, lo que podría tener un efecto material adverso sobre nuestra actividad, situación financiera o resultados de explotación. Véase “Información de la Emisora—Competencia”.

Podemos incurrir en costos y obligaciones significativos relacionados con asuntos ambientales, de salud y seguridad

Las operaciones en la industria del petróleo y el gas en las que participamos, incluidas las relacionadas con nuestras actividades de minería y uso de arena de fractura relacionadas con las operaciones de petróleo y gas, se encuentran sujetas a una amplia gama de leyes y regulaciones ambientales, de salud y de seguridad, y a las regulaciones. Estas leyes y regulaciones poseen un impacto significativo sobre nuestras operaciones y las de nuestras vinculadas, y podrían provocar efectos adversos sobre nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones. Una cantidad de eventos relacionados con cuestiones ambientales, la salud y la seguridad, incluidos los cambios en las leyes y las regulaciones aplicables, interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y regulaciones, cambios en la política de aplicación, la aparición de nuevos litigios o nuevos acontecimientos en los litigios pendientes y el desarrollo de información vinculada a estas cuestiones podría resultar en nuevas o crecientes obligaciones, erogaciones, provisiones, pérdidas y otros impactos que podrían tener un efecto adverso significativo sobre nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

Además, el agua es un componente esencial de los procesos de perforación y fracturación hidráulica. En consecuencia, la Compañía debe deshacerse de los fluidos producidos por las operaciones de producción de petróleo y gas. Una mayor regulación o limitación en el uso de agua para nuestras operaciones, o una mayor supervisión o limitación a la inyección de agua producida a través de pozos inyectoros, también podría resultar en un incremento de litigios, lo que podría afectar adversamente los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera. Véase “Antecedentes financieros—Litigios” e “Políticas de la Emisora—Nuestro compromiso Ambiental, Social y de Gobernanza (en adelante “ASG”)”.

El cambio climático y cambios en la demanda futura de productos energéticos podrían afectar a nuestro negocio

Los desafíos del cambio climático, y compromisos tomados a nivel global para avanzar hacia una economía baja en carbono podría tener un impacto en el negocio de YPF y pueden implicar riesgos relacionados con cambios en las políticas públicas, leyes y regulaciones, los mercados, las tecnologías, impacto físico en los activos, y las operaciones asociados a eventos climáticos extremos.

Un número importante de países, ha implementado en los últimos años compromisos más estrictos en materia de cambio climático, así como regulaciones y políticas, incluida la adopción de nuevos requisitos regulatorios para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como los impuestos al carbono, el aumento de los estándares de eficiencia o la adopción de regímenes comerciales de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Nuevas regulaciones o requisitos podrían afectar el negocio de YPF, ya sea de manera directa, a través de cambios en la carga tributaria u otros costos para las operaciones, o indirectamente, a través de cambios en la tecnología, acceso al financiamiento o en el comportamiento de los consumidores.

Existe una legislación local sobre cambio climático y transición energética como se describe en “Políticas de la Emisora—Nuestro compromiso Ambiental, Social y de Gobernanza (en adelante “ASG”)—Asuntos ambientales en Argentina—Regulaciones ambientales” relacionadas con la implementación de políticas, estrategias, acciones, programas y proyectos para prevenir, mitigar o minimizar los daños o impactos asociados al cambio climático.

Si se adoptaran requisitos adicionales en Argentina, estos requisitos podrían aumentar nuestros costos de producción (incluidos los costos de cumplimiento de dichos requisitos tales como aquellos relacionados con el monitoreo y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (“GEI”)), impactar negativamente en nuestra competitividad, o estimular parte de la demanda de hidrocarburos hacia fuentes de energía más bajas en carbono, como las energías renovables.

En 2023, el Consejo de Normas Internacionales de Sostenibilidad (“ISSB”) emitió dos normas, NIIF S1 y S2 sobre divulgación de información relacionada con la sustentabilidad y el cambio climático dirigida a los mercados de capitales. Estas normas entran en vigencia para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024. Sin embargo, la adopción de esas normas no es obligatoria para YPF, ya que los reguladores locales correspondientes aún no las han adoptado. En marzo de 2024, la SEC adoptó normas sobre divulgaciones relacionadas con el cambio climático. De acuerdo con dichas normas, las primeras divulgaciones para los “large accelerated filers” (por su nombre en inglés), como YPF, son obligatorias para las presentaciones de los ejercicios fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2025. Sin embargo, en abril de 2024, estas normas fueron puestas en suspenso, ya que hay demandas que impugnan la legalidad de las normas en los tribunales estadounidenses. A la fecha de este Prospecto, la suspensión de estas normas sigue vigente, y no se sabe con certeza si se aplicarán o, en caso de aplicarse, si se aplicarán en su forma actual o en una versión modificada. Es incierto si estas u otras normas de divulgación climática pueden ser adoptadas y aplicables a nosotros en el futuro. En consecuencia, nuestros procesos y controles para informar sobre divulgaciones relacionadas con el cambio climático pueden evolucionar en el futuro, incluso para responder a cualquiera de los requisitos de las nuevas normas de la SEC, lo que podría resultar en revisiones significativas de nuestras nuevas divulgaciones relacionadas con el cambio climático. Asimismo, el cumplimiento de dichas normas, si es obligatorio en el futuro, puede resultar en costos legales, operativos y administrativos adicionales.

Los riesgos asociados con el cambio climático podrían afectar nuestras operaciones debido a eventos climáticos severos, mayor incertidumbre sobre la demanda y los precios futuros de los hidrocarburos, mayores dificultades para el acceso al capital debido a problemas de reputación con los inversores, tendencia de financiar otros sectores de menor riesgo, cambios en el perfil del consumidor, con menor consumo de combustibles fósiles, atracción de talento, y los cambios en la economía mundial hacia una matriz más baja en carbono con la inserción de productos sustitutos o complementarios de los combustibles fósiles y el creciente uso de la electricidad para la movilidad urbana, entre otros. Estos factores podrían tener un impacto negativo en la demanda de nuestros productos y servicios y desarrollo de nuestros negocios, impactando adversamente nuestros resultados operativos y financieros y limitando nuestras oportunidades de crecimiento.

Además, el ritmo y el alcance de la evolución energética podrían suponer un riesgo para la Compañía si nuestro portafolio de oferta de productos no avanza en sincronía con la sociedad ni con la industria de la energía. Si somos más lentos que la sociedad, nuestra reputación puede verse afectada y los clientes pueden preferir un proveedor diferente, lo que afectaría negativamente la demanda de nuestros productos, incluido el valor de mercado de nuestra superficie no convencional y los recursos asociados que esperamos desarrollar en el futuro. Si nos movemos más rápido que la sociedad, corremos el riesgo de invertir en tecnologías, mercados o productos bajos en carbono que no tienen éxito porque hay una demanda limitada de ellos. Nuestra incapacidad en este sentido, podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Nos enfrentamos a riesgos relacionados con procedimientos legales, lo que podría implicar costos y pérdidas significativas

A menudo nos vemos involucrados en procedimientos laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales, ambientales y administrativos que, ya sea en forma independiente o junto con otros procedimientos, y de ser resolverse en su totalidad o parcialmente en nuestra contra, podrían resultar en la imposición de costos, sentencias, multas, u otras pérdidas materiales. Si bien consideramos que hemos provisionado dichos riesgos de manera adecuada en base a los dictámenes y al asesoramiento de nuestros asesores legales externos y de acuerdo con las normas contables aplicables, ciertas contingencias de pérdidas están sujetas a cambios a medida que surge nueva información. Es posible que las pérdidas resultantes de dichos riesgos puedan exceder significativamente las provisiones que hayamos registrado y, en consecuencia, podrían tener un impacto adverso en nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones.

En particular, somos parte demandada en procedimientos presentados por Petersen Energía Inversora, S.A.U., Petersen Energía, S.A.U., Eton Park Capital Management, L.P., Eton Park Master Fund, LTD y Eton Park Fund, L.P., anteriores poseedores de ADRs de YPF S.A. que representaban ADSs, contra la República Argentina y nosotros, que actualmente están pendientes en el Tribunal de Apelaciones de Estados Unidos para el Segundo Circuito. Si alguno de estos procedimientos se resolviera adversamente para nosotros, podríamos ser considerados responsables de costos y pérdidas significativos y nuestra situación financiera y resultados de las operaciones podrían verse afectados de manera material y adversa. Además, los demandantes en estos y otros procedimientos en contra de la República Argentina presentaron mociones de entrega solicitando que se les entreguen acciones de YPF en poder de la República Argentina. No somos parte en estas mociones de entrega.

Además, podemos estar sujetos a responsabilidades relacionadas con contingencias laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales, ambientales o administrativas que no se revelan cuando adquirimos nuevos negocios, en cuyo caso nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones pueden verse afectados de manera material y adversa.

Para más información véase “Antecedentes financieros—Litigios”.

Podemos ser objeto de acciones sindicales

Nuestras operaciones han experimentado interrupciones y huelgas sindicales en el pasado y no podemos asegurar que no volveremos a experimentarlas en el futuro, lo que podría afectar negativamente a nuestros negocios y resultados de las operaciones, especialmente en un contexto de actividades de inversión disminuidas. Las demandas laborales en el sector energético de Argentina son frecuentes, y en el pasado los trabajadores sindicalizados han bloqueado y causado daños a nuestras propiedades y, por lo tanto, no podemos garantizar que eso no vuelva a suceder en el futuro.

Nuestro desempeño depende en gran medida de reclutar y retener personal clave

Nuestro desempeño actual y futuro, la implementación exitosa de nuestra estrategia y la operación de nuestro negocio dependen de las contribuciones de nuestra alta dirección y nuestro equipo altamente calificado de ingenieros y otros empleados. Nuestra capacidad para seguir confiando en estas personas clave depende de nuestra habilidad para atraer, capacitar, motivar y retener al personal clave y al personal comercial y técnico con las habilidades y experiencia necesarias. No hay ninguna garantía de que tengamos éxito en atraer y retener personal clave, como la alta gerencia, el equipo altamente calificado de ingenieros y otros empleados, y de ser así, realizarlo de forma oportuna. El hecho de no poder retener personal clave o la imposibilidad de contratar reemplazos adecuados o personal adicional podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones.

Podemos sufrir fallas en el sistema de tecnología de la información, interrupciones en la red y violaciones en la seguridad de los datos

A medida que la dependencia de las tecnologías digitales aumenta, también se incrementan los incidentes de ciberseguridad, incluyendo ataques deliberados o eventos no intencionales en el mundo. Dependemos de las tecnologías digitales para estimar cantidades de reservas de petróleo y gas, analizar información sísmica y de perforación, procesar y almacenar datos financieros y operativos, así como para dar soporte a nuestras comunicaciones internas e interacción con nuestros socios comerciales externos. Los ciberataques podrían comprometer nuestros sistemas digitales, sistemas de información e infraestructura relacionada, o los de nuestros socios comerciales, y resultar en costos adicionales e interrupciones en nuestras operaciones comerciales o la pérdida de nuestros datos e impactar negativamente nuestras operaciones en una variedad de formas y, por lo tanto, nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones, que incluyen, pero no se limitan a: acceso no autorizado a información estratégica y sensible que podría afectar nuestra capacidad para competir por los recursos de petróleo y gas; la corrupción de los datos o la interrupción operativa de la infraestructura relacionada con la producción que podría dar lugar a una pérdida de producción o a una descarga accidental; la interrupción de nuestras operaciones, comunicaciones o procesamiento de transacciones o la pérdida o daño de información, instalaciones, infraestructura y sistemas confidenciales; ciberataques a un proveedor de servicios que podrían provocar interrupciones en la cadena de suministro, lo que podría retrasar o detener nuestros principales proyectos de negocio; y ataques en nuestros sistemas contables, aplicaciones comerciales con clientes o de cuentas por pagar y cobrar que podrían exponernos a obligaciones con empleados y terceros si se obtiene su información personal confidencial.

Aunque hemos adoptado, y seguimos adoptando, todas las medidas que consideramos adecuadas para garantizar el correcto funcionamiento de nuestras tecnologías digitales y sistemas operativos, así como para asegurar que la información de nuestros clientes, proveedores y empleados está protegida, no podemos garantizar que no seremos objeto de ningún ciberataque o fallas de sistema que pueda afectar negativamente a nuestro negocio y resultados de las operaciones. Además, ciertos incidentes de ciberseguridad, como la vigilancia, podrían permanecer sin ser detectados durante un período prolongado de tiempo. Además, durante 2024 hemos registrado un aumento en intentos de ciberataques y, como otras compañías de la industria, estuvimos expuestos a infecciones de softwares maliciosos, lo cual no resultó en un impacto material negativo en nuestras operaciones.

Adicionalmente, el riesgo y la exposición a estas cuestiones no se pueden calcular ni mitigar por completo debido, entre otras cosas, a la naturaleza evolutiva de estas amenazas.

Nuestras actividades de gestión de riesgo derivado podrían resultar en pérdidas financieras

Podemos celebrar contratos de instrumentos financieros derivados, tales como tipo de cambio, tasas de interés y las coberturas de materias primas, entre otros, para mitigar los riesgos del mercado de ciertos activos presentes y futuros, a los que se exponen los precios. Aunque solo realizaríamos operaciones no especulativas, podríamos estar expuestos a variaciones adversas en el precio de los activos subyacentes a los contratos de derivados, éstos pueden no proporcionar una cobertura perfecta para la naturaleza de los riesgos o nuestra contraparte podría incumplir sus obligaciones, lo que podría resultar en pérdidas financieras y afectar negativamente a nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones.

Nuestra producción de petróleo y gas real podría diferir materialmente de nuestros pronósticos

Periódicamente proporcionamos pronósticos de las cantidades esperadas de producción futura de petróleo y gas y otros resultados financieros y operativos. Estos pronósticos se basan en una serie de estimaciones y suposiciones, que incluyen que ninguno de los riesgos asociados con nuestras operaciones de petróleo y gas resumidas en este apartado “Factores de Riesgo” ocurre o sucede. Los pronósticos de producción, específicamente, se basan en supuestos tales como las expectativas de producción de petróleo y gas de los pozos existentes, el nivel y el resultado de las actividades futuras de perforación, la disponibilidad de infraestructura de tratamiento y transporte, los volúmenes de demanda de gas natural, y la ausencia de instalaciones o el mal funcionamiento de equipos, efectos climáticos adversos, la ocurrencia de una pandemia o desaceleraciones en los precios de los productos básicos o aumentos significativos en los costos, lo que podría hacer que ciertas actividades de perforación o producción de petróleo y gas no sean rentables. En caso de que alguna de estas estimaciones resulte imprecisa, o si nuestros planes de desarrollo cambian, la producción real de petróleo y gas u otras métricas financieras u operativas pronosticadas podrían verse afectadas material y adversamente.

Tenemos un control limitado sobre las actividades diarias llevadas a cabo en propiedades que no operamos

Algunas de las propiedades en las que tenemos participación son operadas por otras compañías e involucran a terceras partes con participación. Como resultado, tenemos control limitado sobre las operaciones diarias de estas compañías y terceros, incluido el cumplimiento de las regulaciones ambientales, de seguridad y de otro tipo, lo que, a su vez, podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera, resultados de las operaciones y nuestra reputación.

Podríamos vernos afectados por violaciones de las normas de anticorrupción, antisoborno, antilavado de dinero y otras regulaciones nacionales e internacionales

Aunque hemos desarrollado un programa de cumplimiento integral y contamos con políticas y procedimientos internos diseñados para garantizar el cumplimiento de las leyes y reglamentos de sanciones contra el fraude, antisoborno y anticorrupción, dado el tamaño de nuestras operaciones y la complejidad de la cadena de producción, no podemos garantizar que nuestras políticas y procedimientos internos sean suficientes para prevenir o detectar prácticas inapropiadas, fraude o violaciones de dichas leyes y regulaciones por parte de nuestros empleados, directores, funcionarios, socios comerciales, agentes y proveedores. El incumplimiento de dichas leyes y regulaciones podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, reputación, resultados de las operaciones y situación financiera. Además, podemos estar sujetos a acciones de cumplimiento, investigaciones y procedimientos por parte de las autoridades por supuestas infracciones a estas leyes, que pueden dar lugar a penalidades, multas, sanciones u otras formas de responsabilidad y podrían tener un efecto adverso material en nuestra reputación, negocio, situación financiera y resultados de las operaciones. Véase “Información adicional—Regulaciones contra el lavado de dinero y financiamiento del terrorismo” e “Información Adicional—Ley N° 27.401 de responsabilidad penal de las personas jurídicas”.

Si no cumplimos con las cláusulas (covenants) establecidos en nuestros contratos de crédito e indentures o al producirse un cambio de control de YPF S.A., es posible que debamos pagar nuestra deuda por adelantado

Bajo los términos de nuestros contratos de crédito e indentures, si no cumplimos con las cláusulas (covenants) establecidos en dichos contratos o si no solucionamos cualquier incumplimiento de los mismos durante un período de tiempo específico, podríamos no cumplir con nuestras obligaciones, lo que a su vez limitará nuestra capacidad de endeudamiento. En el caso de nuestras Obligaciones Negociables Garantizadas con vencimiento en 2026 y con vencimiento en 2031, bajo ciertas condiciones, los tenedores pueden optar por acelerar los pagos y, en ese caso, podemos perder el acceso a la garantía subyacente a esas obligaciones. En particular, estas Obligaciones Negociables Garantizadas tienen una garantía asociada con algunas de las exportaciones de YPF. Por lo tanto, cualquier restricción futura sobre nuestra capacidad para realizar dichas exportaciones puede resultar en un incumplimiento de los covenants de las Obligaciones Negociables Garantizadas. En caso de posible incumplimiento de cualquiera de nuestras obligaciones o ante la ocurrencia de otros eventos de incumplimiento, esperaríamos buscar activamente dispensas formales de las contrapartes correspondientes a estos contratos, para evitar la aceleración de cualquier monto adeudado o cualquier otro efecto adverso. Sin embargo, si las dispensas correspondientes no se obtienen de manera oportuna, de acuerdo con los términos de nuestros contratos de crédito e indentures, nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones podrían verse afectados negativamente. Por ejemplo, algunos acreedores pueden declarar vencidos e inmediatamente exigibles el capital y los intereses devengados de los montos adeudados, lo que provocaría la aceleración de otras deudas pendientes debido a las cláusulas de incumplimiento cruzado. Para más información véase “Antecedentes financieros—Liquidez y recursos de capital—Compromisos en nuestros préstamos” y “Antecedentes financieros—Liquidez y recursos de capital—Endeudamiento”.

Adicionalmente, si se produjera un cambio de control en YPF S.A. (tal y como se define en nuestros instrumentos de deuda financiera), podríamos vernos obligados a realizar una oferta de compra de algunos de nuestros bonos en circulación a un precio del 101% del capital (más los intereses devengados y no pagados), y algunas de nuestras otras deudas financieras podrían estar sujetas a un pago anticipado obligatorio desencadenado por dicho cambio de control, sujeto a ciertas condiciones. Si la República Argentina enajena o deja de controlar la mayoría de nuestras acciones con derecho a voto, incluso como resultado de acciones emprendidas por acreedores judiciales de Argentina para hacerse con el control de los activos de Argentina, podríamos quedar sujetos a estas disposiciones de cambio de control de nuestra deuda financiera. Por ejemplo, los demandantes en los procedimientos contra la República Argentina han presentado mociones solicitando que se le entreguen acciones de YPF en poder de la República Argentina.

Nuestra fuente de fondos para dicha recompra de bonos y pagos anticipados obligatorios estará disponible en efectivo u otras fuentes, incluidos nuevos préstamos, ventas de activos o ventas de capital. Es posible que nuestras fuentes de efectivo no sean adecuadas para permitirnos recomprar o pagar por adelantado nuestra deuda luego de un cambio de control, lo que a su vez puede resultar en un evento de incumplimiento bajo ciertos acuerdos que rigen toda nuestra deuda y tendría un efecto material adverso en nuestro negocio, resultados de nuestras operaciones y situación financiera.

POLÍTICAS DE LA EMISORA

Políticas de inversiones, de financiamiento y ambientales

Para obtener información acerca de las principales adquisiciones y disposiciones, véase Nota 3 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Para obtener información acerca de nuestras principales inversiones y desinversiones de capital, y su distribución geográfica véase “Antecedentes financieros—Liquidez y recursos de capital—Inversiones de capital, gastos y desinversiones”.

Para obtener mayor información acerca de las formas de financiamiento de nuestras inversiones de capital véase “Antecedentes financieros—Liquidez y recursos de capital”.

No ha habido adquisiciones de control por oferta pública por terceras partes con respecto a las acciones de la Emisora o de la Emisora con respecto a las acciones de otras compañías, durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022.

Para obtener información acerca de los gastos reconocidos por actividades de investigación y desarrollo durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, ver Nota 27 a los Estados Financieros Consolidados Auditados. Adicionalmente, para obtener una descripción de nuestras políticas de investigación y desarrollo véase “Información de la Emisora—Investigación y Desarrollo”.

Nuestro compromiso Ambiental, Social y de Gobernanza (en adelante “ASG”)

Uno de nuestros valores es nuestro compromiso con una gestión responsable en materia ASG, el cual es una parte integral de nuestros objetivos y nuestra forma de trabajar y hacer las cosas. Además, es un compromiso establecido en nuestro Código de Ética y Conducta (“CDEyC”) que cada miembro de la organización debe hacer suyo.

Contamos con una Política corporativa en la materia y nuestro enfoque en este año se materializó hasta 2024, en torno a cuatro prioridades: (i) producción sustentable; (ii) acción por el clima; (iii) las personas; y (iv) creación de valor compartido. Estas prioridades permiten mostrar el aporte de la Compañía a temas vinculados con los Objetivos para el Desarrollo Sostenible (“ODS”) de la Agenda 2030 de Naciones Unidas y las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (“NDC”) relacionadas con el Acuerdo de París sobre el Cambio Climático (“Acuerdo de París”) firmado en 2015. Guiados por nuestros valores y políticas corporativas y por nuestro CDEyC, nuestra visión y estrategia enmarcan nuestro entendimiento y nuestra respuesta a cuestiones ASG.

Gobernanza de la ASG

El Directorio de YPF S.A. da seguimiento a los asuntos ASG a través del Comité de Riesgos y Sustentabilidad, que se encarga de establecer políticas de gestión del riesgo y su adecuada implementación, así como ser informado del desempeño ambiental, social y de gobierno corporativo, entre otras funciones. Véase “Información sobre los Directores, Gerencia de la Primera Línea, miembros del órgano de fiscalización, miembros del Comité de Auditoría y asesores—Comités del Directorio—El Comité de Riesgos y Sustentabilidad”. Adicionalmente, la Gerencia Ejecutiva de Sustentabilidad y Transiciones energéticas es responsable de la estrategia transversal en la materia de la Compañía, de elaborar anualmente el Reporte de Sustentabilidad y reportar periódicamente las actualizaciones al Comité de Riesgos y Sustentabilidad.

La gerencia de la primera línea revisa y supervisa los temas ASG relevantes. Anualmente, la Compañía monitorea su progreso en asuntos de ASG significativos a través de objetivos e indicadores clave de rendimiento focalizados en: (i) Índice de Frecuencia de Accidentes; (ii) Evaluación de Sustentabilidad Corporativa de S&P (“S&P GCSA”, por sus siglas en inglés) basada en el Índice de Sustentabilidad Dow Jones (“DJSI”); (iii) Reducción de la Intensidad de las Emisiones de Dióxido de Carbono Equivalentes (“CO₂e”); y (iv) Mujeres en Posiciones de Liderazgo, entre otros. En este sentido, el bono anual por desempeño que reciben los máximos ejecutivos de la Compañía y los empleados directos de YPF está basado en evaluaciones holísticas que incluyen, para ciertos ejecutivos y/o empleados de YPF, el cumplimiento de metas relacionadas con estos tres aspectos. Cabe señalar que algunos de nuestros indicadores ASG se revisan externamente (con aseguramiento independiente limitado) y se publican en nuestro Reporte de Sustentabilidad junto con nuestro desempeño de los últimos cuatro años.

Como parte del proceso de elaboración de nuestro Reporte de Sustentabilidad, cada año realizamos un análisis de materialidad enfocado en identificar las percepciones, opiniones y expectativas de nuestros grupos de interés. De esta forma, actualizamos los asuntos materiales para reportar, es decir, aquellos que tienen o pueden tener impactos económicos, ambientales o sociales significativos en la relación de la Compañía con sus grupos de interés. Para determinar el listado de temas que serían consultados, tuvimos en cuenta el contexto global en materia de sustentabilidad, el análisis de los medios de comunicación, las presentaciones realizadas ante consultas de los inversores, los estándares de ASG relevantes a nivel global (Iniciativa de Reporte Global o “GRI” por sus siglas en inglés, Consejo de Normas de Contabilidad de la Sustentabilidad o “SASB” por sus siglas en inglés, Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras Relacionadas con el Clima Global o “TCFD” por sus siglas en inglés).

Gestión de temas ASG

YPF está comprometida a operar en equilibrio con su entorno, 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 medioambiente y las comunidades. En este sentido, YPF tiene una Política de Calidad, Ambiente y Seguridad que refleja los principios rectores del Modelo de Gestión de Excelencia Operacional (nuestro “Modelo de Excelencia Operacional”).

Este Modelo de Excelencia Operacional, el cual ha estado en vigencia desde 2018, está basado en nuestra cultura de prevención, la lógica de la seguridad de los procesos y reconocidos estándares internacionales, como las normas ISO 9001, ISO 14001, ISO 31000, ISO 45001, ISO 50001, y las guías IOGP-IPIECA.

Nuestro Modelo de Excelencia Operacional permite a todas las áreas de la Compañía conocer el alcance de sus responsabilidades y contribuciones a la excelencia operacional, así como articular sus lineamientos en la búsqueda de la prevención de impactos no deseados. También implica el desarrollo de planes de inversión para hacer frente a contingencias que puedan afectar a las personas, al medioambiente, a la integridad de nuestros activos y al cumplimiento de los compromisos con los grupos de interés.

Medimos nuestros avances en materia ASG en función de temas prioritarios para nuestros negocios y grupos de interés, con objetivos anuales y plurianuales. En ese sentido, como una compañía del sector energético, nuestras iniciativas en sustentabilidad se centran en: la producción de energía segura, asequible y sostenible, la creación de valor económico y condiciones de empleo digno, la reducción de emisiones, la innovación mediante el desarrollo de nuevas soluciones energéticas y la ejecución de operaciones seguras y responsables.

Acciones e iniciativas

Participación en Asociaciones y Alianzas. En esta línea, en 2024:

- Como parte de las buenas prácticas de gobierno corporativo, una vez más participamos voluntariamente por medio de la S&P GCSA 2024 basada en el DJSI. Logramos posicionar a YPF entre las compañías de buen desempeño en la industria del petróleo y gas y la inclusión en el S&P Global Sustainability Yearbook 2024. En 2024, mantuvimos nuestra posición en materia de desempeño dentro del 5% de las mejores compañías en la categoría Upstream e Integrada de Petróleo y Gas. La S&P GCSA permite a YPF reportar directamente métricas clave de sustentabilidad y comparar el desempeño de la Compañía en función de una amplia gama de criterios económicos, ambientales y sociales específicos de la industria de petróleo y gas que son relevantes para una gestión más eficiente y son parte de las evaluaciones de gestión de riesgos ASG que valúa el mercado.
- Continuamos participando en el Consejo Empresarial Mundial para el Desarrollo Sustentable (“WBCSD”, por sus siglas en inglés) y en la Comisión de Sustentabilidad del IAPG.
- Somos miembros fundadores de la Iniciativa de Transparencia de las Industrias Extractivas (“EITI”, por sus siglas en inglés) en Argentina, iniciativa internacional para mejorar la transparencia y la rendición de cuentas de las industrias extractivas, junto con el IAPG y la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos (“CEPH”) y la Cámara Argentina de Empresarios Mineros (“CAEM”). En 2024, volvimos a participar en el informe anual de EITI para Argentina, cuya publicación tuvo lugar en el primer trimestre de 2025.
- Formamos parte de la iniciativa “Early Adopter Program of the Communication on Progress” del Pacto Global de las Naciones Unidas. Asimismo, participamos en la iniciativa EcoVadis que es uno de los proveedores de calificaciones de sustentabilidad más grandes y más prestigiosos del mundo, con más de 100.000 compañías evaluadas, en la cual logramos la Categoría Oro.

Aspectos sociales

Además de cumplir con leyes y regulaciones aplicables relativas a condiciones de trabajo, el cuidado de la salud y la seguridad de las personas, las asociaciones sindicales y el derecho a la negociación colectiva de trabajo, a la diversidad e igualdad de oportunidades y al respeto a las comunidades con las que interactúa, así como 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, que forman parte de la legislación argentina.

YPF, cuenta con políticas internas en el marco de las cuales se desarrollan las actividades y accionan los equipos de trabajo, las cuales contienen compromisos centrados en: las personas que trabajan de manera directa en YPF y en empresas prestadoras de servicios; los socios de negocios y partes interesadas; la seguridad, la ética y el cumplimiento; las comunidades que se encuentran en las zonas de influencia de sus operaciones y a las comunidades indígenas. El CDEyC que establece los valores de la Compañía, así como estas políticas se extiende a todas las áreas de YPF, a sus subsidiarias y a las compañías controladas por YPF S.A., así como a los proveedores y contratistas, y es informada a nuestros socios de negocio.

Respecto de nuestros empleados, continuamos con programas de desarrollo de capital humano, mientras que el índice de frecuencia de accidentes continuó su tendencia a la baja por tercer año consecutivo.

En términos sociales, nuestras actividades industriales y comerciales contribuyen a la creación de empleo y el desarrollo del país. Al mismo tiempo, la Compañía y su Fundación realizan inversiones sociales directas, realizadas en el marco de las políticas corporativas y considerando siempre los contextos locales. Estas acciones enfocadas en educación y desarrollo local, nos permiten ser parte activa de soluciones que contribuyen con la calidad de vida de las comunidades cercanas a las operaciones y a la sociedad en general del país. Posibilitan, además fortalecer la licencia social para operar, así como el compromiso interno de los empleados. Las iniciativas en muchos casos se basan en alianzas estratégicas con actores relevantes del ámbito público y privado.

Asuntos ambientales en Argentina

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 o aguas contaminadas con residuos tóxicos o peligrosos, las especificaciones de los combustibles para tratar las emisiones atmosféricas y el efecto del medioambiente 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, así como 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 aplicables. Además, en las últimas décadas, Argentina ha implementado regulaciones que exigen que nuestras operaciones cumplan con estándares ambientales más estrictos. Estas regulaciones establecen el marco general de los requisitos que se deben cumplir para la protección del medioambiente, que incluyen la aplicación de multas y sanciones penales en caso de violación de tales requisitos. Hemos adoptado las medidas necesarias para lograr el cumplimiento de estos estándares y estamos llevando a cabo varios proyectos de reducción y remediación, entre los que se destacan los proyectos mencionados más abajo.

No podemos predecir qué legislación o regulación ambiental se promulgará en el futuro o cómo se administrarán o aplicarán las leyes existentes o futuras. El cumplimiento de leyes o regulaciones más estrictas, así como políticas de aplicación más enérgicas de las autoridades de aplicación, podría requerir gastos adicionales en el futuro, incluida la instalación y operación de sistemas y equipos para medidas correctivas, y podrían afectar nuestras operaciones en general. Además, las violaciones de estas leyes y reglamentos pueden resultar en la imposición de multas o sanciones administrativas o penales y pueden dar lugar a reclamos por lesiones personales u otras responsabilidades. Además, las regulaciones actuales y pendientes relacionadas con el cambio climático, como los costos relacionados con el monitoreo o la reducción de emisiones, pueden afectar negativamente nuestras operaciones y aumentar nuestros costos de cumplimiento.

Para más información, véase “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Podemos incurrir en costos y obligaciones significativos relacionados con asuntos ambientales, de salud y seguridad”, “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Nuestras operaciones locales están sujetas a una regulación extensa y cambiante” y “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Las actividades de petróleo y gas están sujetas a importantes riesgos económicos, sociales, medioambientales y operativos”.

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 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 del petróleo y gas, hemos implementado un plan de inversión destinado a mejorar la calidad de los combustibles. Véase “Políticas de la Emisora—Cambio climático y Energía—Productos hidrocarbúricos con menores emisiones de carbono”.

En nuestras refinerías seguimos trabajando en un ambicioso plan de adecuación de efluentes, que incluye la segregación de fluidos de drenajes y la modernización de balsas, lo que también nos permitirá fortalecer la resiliencia de nuestras instalaciones a las nuevas condiciones climáticas de la región. En logística se desarrolla anualmente el plan de obras de integridad en tanques y ductos con el fin de asegurar su estanqueidad.

Anualmente, elaboramos planes en todas las unidades de negocio para dar cumplimiento a distintas resoluciones medioambientales y de seguridad. También se realizan trabajos relacionados con las Resoluciones N° 785/2005 y N° 404/1994 en tanques e inspecciones de ductos de acuerdo con la Resolución N° 120-E/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería (“MINEM”). En cumplimiento de las regulaciones del Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible de la Provincia de Buenos Aires, también realizamos inspecciones 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 municipios 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 prevenir daños y pérdidas ocasionados por accidentes y emergencias industriales y ambientales. Este 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.

Nuestras tres refinerías están certificadas bajo la norma ISO 9001 “Gestión de calidad” e ISO 14001 “Gestión ambiental”, que se renuevan periódicamente. Todas ellas también están certificadas bajo la norma ISO 45001 “Gestión de la salud y la seguridad”. Además, las refinerías de La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincul han sido verificadas de conformidad con la norma ISO 14064 “Gases de efecto invernadero” respecto de los inventarios de origen industrial de GEI y cuentan con sistemas de gestión energética certificados bajo la norma ISO 50001 “Gestión de la energía”. Nuestras refinerías mantienen sus sistemas en continua mejora y son revisados por organizaciones acreditadas.

Con foco en la investigación y el desarrollo, Y-TEC, nuestra compañía de tecnología (véase “Información de la Emisora— Investigación y Desarrollo”), lleva adelante misiones enfocadas en optimizar los procesos operativos habituales, promover la transformación digital y el cuidado ambiental, así como en el desarrollo de tecnologías para nuevas energías.

Regulaciones ambientales

La sanción de los artículos 41 y 43 de la Constitución Nacional Argentina, y de nuevas leyes nacionales, provinciales y municipales, han fortalecido el marco legal en materia de daños al medioambiente. Los organismos legislativos y gubernamentales han adoptado una actitud más vigilante en lo atinente a la aplicación de las leyes y regulaciones relativas al medioambiente, aumentando las sanciones por violaciones ambientales. En virtud de dichos artículos, todos los habitantes argentinos gozan del derecho a un medioambiente sano y tienen el deber de preservarlo. La obligación primordial de una persona responsable de un daño ambiental es recomponer el daño de conformidad con la ley aplicable y dentro del alcance de la misma. El gobierno argentino establece los estándares mínimos para la protección del medioambiente en tanto que las provincias y los municipios establecen estándares específicos y normas regulatorias para su implementación.

Las leyes y regulaciones nacionales, provinciales y municipales relacionadas con la calidad ambiental en Argentina afectan nuestras operaciones. Estas leyes y regulaciones establecen estándares respecto de determinados aspectos de la calidad ambiental, así como penalidades y otras responsabilidades en caso de violación de dichos estándares y prevén obligaciones de recomposición en determinadas circunstancias.

En general, estamos sujetos a las disposiciones de la siguiente normativa nacional en materia ambiental (incluidas sus disposiciones reglamentarias):

- Constitución Nacional Argentina (artículos 41 y 43)
- Código Penal Nacional
- Código Civil y Comercial de la Nación, que establece las normas generales del derecho de daños
- Ley N° 25.675 de Política Ambiental Nacional
- Ley N° 25.612 de Gestión Integral de Residuos de Origen Industrial y de Actividades de Servicios
- Ley N° 24.051 de Residuos Peligrosos
- Ley N° 25.916 de Gestión de Residuos Domiciliarios
- Ley N° 20.284 de Preservación de Recursos del Aire
- Ley N° 25.688 de Gestión Ambiental de Aguas
- Ley N° 25.670 de Gestión y Eliminación de Policlorobifenilos
- Ley N° 27.520 de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global
- Ley N° 27.566 de Acceso a la Información, la Participación Pública y el Acceso a la Justicia en Asuntos Ambientales en América Latina y el Caribe (Acuerdo de Escazú) por parte de la República Argentina

Estas normas abordan cuestiones ambientales, incluidos los límites a la descarga de desechos, las emisiones atmosféricas y los efluentes líquidos asociados con operaciones de petróleo y gas, la investigación, la gestión y la limpieza de sustancias peligrosas, la seguridad e higiene en el lugar de trabajo, los reclamos por daños a los recursos naturales y la responsabilidad por hechos ilícitos respecto de sustancias tóxicas. Asimismo, estas leyes requieren, habitualmente, el cumplimiento de las regulaciones y permisos asociados y disponen la imposición de sanciones en caso de incumplimiento. Además, estamos sujetos a otras regulaciones provinciales y municipales, incluidas, entre otras, las relacionadas con el venteo de gas natural, derrames de petróleo y abandono de pozos.

Mediante la Resolución N° 419/1993 y sus modificaciones posteriores (Resoluciones N° 404/1994 y N° 414/2021), la SE creó el Registro de Profesionales Independientes y Empresas Auditoras de Seguridad que pueden actuar con respecto a instalaciones de almacenamiento de combustibles, refinerías de petróleo, estaciones de servicio, plantas comercializadoras de combustibles y plantas de fraccionamiento de GLP en contenedores o garrafas. Estas resoluciones establecen que las auditorías externas de refinerías de petróleo, estaciones de servicio y todas las plantas de almacenamiento de combustibles deben ser realizadas por profesionales inscriptos en dicho registro. Las compañías locales que fabrican y comercializan combustibles tienen prohibido suministrar esos productos a las estaciones de servicio que no cumplan con sus obligaciones. Las sanciones en caso de no realizar auditorías y las tareas de remediación o seguridad incluyen la inhabilitación de plantas o estaciones de servicio. Además, se estableció un conjunto de obligaciones respecto de los sistemas de almacenamiento subterráneo de combustible, incluyendo un mecanismo para la notificación instantánea en caso de pérdidas o sospecha de pérdidas de instalaciones de almacenamiento. Estas obligaciones se complementan con la Resolución SE N° 1.102/2004, que establece el “Registro de Puntos de Venta de Combustibles Líquidos, Consumo Propio, Almacenadores, Distribuidores y Comercializadores de Combustibles e Hidrocarburos a Granel y de Gas Natural Comprimido”.

Mediante la Resolución N° 785/2005, la SE creó el Programa Nacional de Control de Pérdidas de Tanques Aéreos de Depósito de Hidrocarburos, una medida cuyo propósito es reducir y corregir la contaminación ambiental causada por los tanques aéreos de almacenamiento de hidrocarburos.

Mediante Resolución N° 970/2023, la SE creó el Programa Nacional de Medición y Reducción de Emisiones Fugitivas Derivadas de Actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos, mediante el cual los sujetos obligados deberán presentar un plan anual de medición de emisiones fugitivas y un plan integral de 5 años para la reducción y/o captura de emisiones fugitivas y, en vista de los objetivos declarados de cada plan, implementar medidas específicas de acuerdo con sus capacidades con el fin de reducir y/o capturar emisiones, priorizando la eficiencia y el uso del gas. A la fecha de este Prospecto la reglamentación de esta resolución se encuentra pendiente.

En 1994, Argentina ratificó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (“UNFCCC”, por sus siglas en inglés) mediante la Ley N° 24.295 para estabilizar las emisiones de GEI. Además, en 2016, adoptó el Acuerdo de París en el marco de la UNFCCC a través de la Ley N° 27.270 (que se conoce por ser la sucesora del Protocolo de Kioto).

En 2019, el Congreso de la Nación promulgó la Ley N° 27.520 sobre Estándares Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global, la cual se enfocó en implementar políticas, estrategias, acciones, programas y proyectos que puedan prevenir, mitigar o minimizar los daños o impactos asociados al cambio climático.

En 2021, la SE a través de la Resolución N° 1.036/2021 aprobó los Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030. En junio de 2023, a través de las Resoluciones N° 517/2023 y N° 518/2023, la SE aprobó el Plan Nacional para la Transición Energética al 2030 y los Lineamientos y Escenarios para la Transición Energética al 2050, respectivamente.

Además, en noviembre de 2019, el Gobierno Nacional emitió el Primer Plan Nacional de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático que prevé una estrategia de transición energética. En tal sentido, este plan anticipa que la descarbonización de la matriz energética como un horizonte de largo plazo implica un cambio estructural en los sistemas de suministro y uso de la energía y que la transición energética impulsada por la demanda de acción climática debe ser justa, asequible y sostenible. En abril de 2023, el Gobierno Nacional emitió el Segundo Plan Nacional de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático.

En noviembre de 2023, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible emitió la Resolución N° 23/2023 que aprueba la Guía para la Elaboración de Estudios de Impacto Ambiental, incorporando la problemática del cambio climático, y la Guía sobre Participación Pública en la Evaluación Ambiental, cuya implementación es voluntaria. En 2024, la Provincia de Neuquén sancionó la Ley N° 3.454, que estableció el Régimen Provincial de Acción Climática, con el propósito de establecer los principios, instrumentos y estrategias de acción climática en las políticas públicas, de acuerdo con los estándares mínimos establecidos por la Ley Nacional N° 27.520. A la fecha de este Prospecto la reglamentación de esta ley se encuentra pendiente.

En 2024, el Congreso de la Nación sancionó la Ley N° 27.742 que faculta al Poder Ejecutivo Nacional a desarrollar, junto con las provincias, una legislación ambiental armonizada y uniformada para el sector hidrocarburífero a nivel nacional, en cumplimiento con lo establecido por la Ley N° 27.007. La SE identificará la normativa aplicable y los aspectos ambientales a tener en cuenta, para asegurar el desarrollo de la actividad hidrocarburífera con adecuado cuidado del medioambiente y establecerá un procedimiento para coordinar el trabajo conjunto con las provincias y con la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La descripción de las principales regulaciones ambientales argentinas es sólo un resumen y no pretende ser una descripción exhaustiva del marco regulatorio argentino en materia ambiental. Este resumen se basa en las principales regulaciones argentinas relacionadas con asuntos ambientales vigentes a la fecha de este Prospecto. Debe tenerse en cuenta que tales regulaciones pueden sufrir modificaciones.

Gestión del agua

Estamos comprometidos con la gestión del agua con un enfoque integral centrado en la sustentabilidad del recurso. Esto incluye considerar su uso compartido con las comunidades donde operamos, el monitoreo de las captaciones y descargas de agua, promover la eficiencia en su uso, priorizar las zonas con estrés hídrico, asegurar una adecuada gestión de los efluentes generados y concientizar sobre el cuidado del agua.

El criterio para la gestión del agua está centrado en tres líneas estratégicas:

(i) Identificación de riesgos hídricos, que incluye:

- Evaluación global del riesgo hídrico asociado a las operaciones, a través de la herramienta Aqueduct Water Risk Atlas, que nos permite identificar riesgos hídricos relacionados con nuestras operaciones con puntos de captación de agua.
- Evaluación del impacto del uso del agua, a través de la herramienta Local Water Tool (“LWT2”) implementada en complejos y plantas en las provincias de Mendoza, Tucumán, Río Negro, Buenos Aires y Tierra del Fuego.
- Piloto de cuantificación del riesgo hídrico en la Provincia de Chubut a través de la plataforma Waterplan, una herramienta que permite una mayor granularidad de análisis. A través de esta herramienta, visualizamos los escenarios de riesgo más probables. La aplicación de esta herramienta se extenderá a operaciones no convencionales en la Provincia de Neuquén durante 2025.
- Metodología para evaluar el riesgo financiero en materia de seguridad hídrica a nivel de instalación, que tiene lugar en 40 instalaciones prioritarias. Esta metodología está siendo actualizada y se extenderá al resto de plantas en los próximos años.

(ii) Optimización del uso del agua basado en:

- Evaluación de la eficiencia en el uso del agua, evaluada con metodología propia. En 2024 trabajamos en la visualización de proyectos para mejorar la eficiencia, especialmente en las operaciones con mayor demanda de agua dulce.
- Valorización del agua, mediante la herramienta Water Risk Monetizer establecimos precios internos para el agua, los que deben ser utilizados en los análisis de sensibilidad de todos los proyectos críticos de inversión. Cada pocos años actualizamos estos precios, los cuales actualizamos para todas las operaciones de YPF en 2023.
- Reducción de la intensidad de extracción de agua dulce. Basados en nuestra ambición de reducir la intensidad de extracción de agua dulce, estamos trabajando en nuevos objetivos 2030 para las operaciones de upstream no convencional y de downstream, consistentes en continuar la reducción.

(iii) Evaluación de recursos, que incluye:

- Estudio de recursos hidrogeológicos. Por medio de un modelo de investigación que utiliza información obtenida en la perforación de pozos petroleros, mapeamos los acuíferos que necesitan ser protegidos. Cubrimos las provincias de Neuquén, Río Negro, Santa Cruz, Mendoza (cuencas Cuyana y Neuquina) y Tierra del Fuego. Este estudio tiene aplicación directa en actividades de perforación y estimulación hidráulica y abandono y reparación de pozos. También se realizaron estudios hidrogeológicos de referencia en la Provincia de Catamarca para un proyecto de exploración de salmueras de litio.

La Compañía busca reducir, reutilizar y reciclar el agua utilizada en el proceso de producción y los efluentes generados. En el caso de no poder hacerlo, los trata y vierte con ajuste a los requerimientos de la autoridad de aplicación del lugar de la descarga. Donde no existe reglamentación, la Compañía aplica los estándares vigentes para la industria del petróleo y gas. Para ello, YPF monitorea su estudio de evaluación de la gestión del agua en todos los puntos de extracción y descarga.

Gestión del agua en áreas de explotación no convencional

La estimulación hidráulica, una tecnología probada a lo largo de los años, permite que los recursos en formaciones no convencionales se extraigan de una manera eficiente y respetuosa con el medioambiente.

Generalmente, esta técnica usa agua y arena y menos de un 0,8% de químicos o aditivos. Estos aditivos son los mismos que los utilizados en los productos para el hogar y en aplicaciones comerciales, tales como cloruro de sodio (utilizado en la sal de mesa), sales de borato (utilizadas en cosméticos), carbonato de potasio (utilizado en detergentes), goma guar (utilizada en helados) y alcohol isopropílico (utilizado en desodorantes).

El agua utilizada para el desarrollo de petróleo y gas, que requiere permiso de una autoridad competente, se obtiene a partir de cuerpos de agua corriente que representan un pequeño porcentaje del caudal de flujo superficial (alrededor del 0,2%), e involucra volúmenes muy inferiores a los utilizados para el consumo humano y agrícola en la Provincia de Neuquén.

Desde el comienzo de sus operaciones no convencionales, YPF ha considerado la protección del medioambiente como uno de los valores de su Política de Calidad, Ambiente y Seguridad.

Gestión de residuos

En cumplimiento de las regulaciones argentinas y de nuestros estándares ambientales, impulsamos acciones destinadas a minimizar gradualmente la generación de residuos; reducir su riesgo e impacto ambiental; reutilizar, reciclar o recuperar los materiales de desecho; garantizar el tratamiento adecuado y la disposición final, y establecer programas de mejora continua.

YPF identifica dentro de sus prioridades de sustentabilidad la economía circular y gestión de residuos. Planteamos los objetivos de recuperación de residuos para las vicepresidencias de Upstream y Downstream, identificando las metas interanuales hasta 2026. El objetivo de YPF es lograr el 25% de recuperación de residuos para 2026.

Desde 2012 trabajamos en iniciativas en nuestro segmento de negocio de Upstream con el fin de reducir sistemáticamente nuestro stock histórico de suelos con hidrocarburos. En 2021 alcanzamos el objetivo estratégico de reducción y hoy mantenemos nuestros inventarios de residuos a niveles operativos. También aplicamos técnicas de vanguardia como la estabilización y solidificación, la biorremediación de residuos que contienen hidrocarburos a través de bacterias, la biorremediación de suelos mediante la estimulación de la descomposición fúngica, y la revegetación y restauración ecológica de suelos con siembra directa.

Entre los avances realizados en la gestión de residuos peligrosos, cabe destacar la puesta en funcionamiento de una planta de recortes de perforación, la planta "TRON AESA", situada en el bloque Loma Campana. Esta planta reduce el volumen de lodos y recortes de perforación enviados para tratamiento externo, y permite la recuperación de lodos oleosos para su reutilización. En 2024 se amplió su capacidad con la instalación de una nueva línea de procesamiento de recortes de perforación.

Adicionalmente, continuamos trabajando en proyectos de economía circular. En 2024, trabajamos en la iniciativa de reutilización de catalizadores usados de nuestras refinerías y negocio de petroquímica y, por primera vez, celebramos una subasta internacional para la venta de catalizadores usados con metales de transición, que antes se enviaban a disposición final.

En nuestras operaciones en la formación Vaca Muerta, hemos adoptado un enfoque de ciclo de vida para la gestión de residuos que considera la generación, el almacenamiento, el transporte, el tratamiento y la disposición final. Hemos identificado iniciativas para mejorar y optimizar cada una de estas etapas. En este sentido, en 2024, realizamos un ensayo de estabilización de recortes de perforación sobre caminos en el repositorio del bloque Bajada de Añelo.

Gestión de la biodiversidad y los servicios de los ecosistemas

YPF está comprometida con el cuidado de los ecosistemas y su diversidad a lo largo del ciclo de vida de sus operaciones y productos. Nuestras actuaciones en este ámbito se centran en el análisis de riesgos, la prevención de impactos, la rehabilitación del medioambiente y la adopción de medidas compensatorias cuando proceda. Todos los sitios donde YPF lleva adelante actividades de extracción y producción de hidrocarburos cuentan con estudios de impacto ambiental que incluyen un análisis de biodiversidad, planes de mitigación e informes anuales de monitoreo ambiental, en línea con los requisitos legales aplicables y con el propósito de la Compañía de cuidar los ecosistemas y su diversidad durante el ciclo de vida de sus operaciones y productos, particularmente en áreas ecológicamente sensibles. Nuestras actuaciones en este ámbito se centran en analizar los riesgos, prevenir los impactos, restaurar el entorno y adoptar medidas compensatorias cuando éstas sean necesarias, actividades que se documentan en planes de gestión del medioambiente. Del total de áreas concesionadas, hay algunas coincidencias con áreas significativas de biodiversidad. Por solapamiento se consideran áreas protegidas que se encuentran dentro de los dominios mineros, así como también aquellas que se encuentran a una distancia menor a 2 km. Al mismo tiempo, la Compañía se ha fijado un nuevo objetivo para 2026 para contar con un 90% de zonas de alta sensibilidad ambiental con un plan de acción específico en materia de biodiversidad que fortalezca el plan de gestión ambiental existente.

Emisiones atmosféricas no GEI

La Compañía además monitorea las emisiones atmosféricas como el dióxido de azufre ("SO₂"), el óxido de nitrógeno ("NOX"), el monóxido de carbono ("CO"), los compuestos orgánicos volátiles no metánicos ("NMCOV") y el material particulado ("PM10"). La gestión de emisiones atmosféricas no GEI se focaliza en la minimización a través de la monitorización y el aumento de la eficiencia de los quemadores.

Preparación y respuesta ante derrames

YPF cuenta con un Sistema de Control y Prevención de Derrames que nos ha ayudado a reducir el índice de frecuencia de derrames en los últimos años. Este sistema, junto con los Procesos de Integridad y Mantenimiento implantados, permite focalizar los planes de inversión de mejora y adaptación en instalaciones de superficie, tuberías y tuberías de conducción, con el fin de mejorar la prevención. Existe un protocolo de comunicación y respuesta a derrames que activa los recursos disponibles para llevar a cabo las intervenciones necesarias. La gestión integral de derrames se carga, procesa y almacena en un sistema informático, el cual genera automáticamente reportes a la autoridad de aplicación correspondiente para su seguimiento y control. El progreso de la remediación y su impacto se monitorea junto con estas autoridades, hasta la liberación final de los sitios.

Anualmente, llevamos a cabo varios simulacros para medir nuestra respuesta. En algunos casos las actividades se realizan con la participación y asesoramiento de consultores. En los casos en que la actividad esté relacionada con cursos de agua o cuerpos de agua cercanos a la operación, se realizan pruebas con la Prefectura Naval Argentina con el fin de lograr la acreditación y efectividad del simulacro de respuesta. Internamente, existen diferentes niveles de simulacros (según el nivel de implicación y complejidad: verde; amarillo o rojo) según la intervención y participación de los diferentes niveles jerárquicos de la Compañía.

En 2024 continuamos trabajando en planes de mitigación de riesgos, incluyendo la inspección de gasoductos para transporte de hidrocarburos de líquidos y gaseosos, así como de los tanques de almacenamiento (ya sea de proceso o despacho) con planes de inspección definidos de acuerdo con su condición de riesgo. En ambos casos, las actividades se realizan bajo la normativa aplicable según lo dictado por la autoridad de aplicación correspondiente.

En 2024 continuamos nuestro acuerdo con la compañía Oil Spill Response Ltd. para dar soporte a nuestro Plan de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos, evaluando y reduciendo el posible daño ambiental provocado por los derrames de petróleo en el mar argentino, reduciendo así el potencial impacto ambiental de posibles derrames de petróleo. Este acuerdo incluye la asistencia técnica y operativa en caso de derrames de hidrocarburos en el mar a causa de accidentes que involucren a buques petroleros, instalaciones, terminales y puertos, áreas de almacenamiento de petróleo o la exploración y producción de hidrocarburos offshore. También mantenemos actualizado nuestro convenio con Wild Well Control Inc. y Gabino Lockwood con el fin de estar preparados para posibles explosiones.

Adicionalmente, para obtener información sobre las provisiones y pasivos contingentes por reclamos ambientales véase Notas 17 y 34.b.1) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Cambio climático y Energía

Particularmente en Argentina, y más allá de las normas sobre cambio climático aprobadas en 2019, en 2020, ante la Conferencia de la ONU sobre Cambio Climático ("COP, por sus siglas en inglés) N° 26, Argentina presentó su segunda NDC que fue actualizada en 2021. 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 meta equivale a una disminución total de las emisiones de GEI del 21% a 2030, en comparación con el pico histórico alcanzado en 2007, e implica que Argentina tendría una participación inferior al 1% con respecto a las emisiones globales.

Esta NDC, vigente al momento de emisión de este Prospecto, anticipa que hacia 2030, Argentina realizará esfuerzos en promover la eficiencia energética y la descarbonización de la producción de petróleo y gas, utilizando al gas natural como combustible de transición, así como en aumentar la generación de energía eléctrica térmica eficiente y renovable con foco en la generación distribuida. A su vez, se espera realizar esfuerzos en la cadena de producción de hidrógeno, al tiempo que se pondrán en funcionamiento nuevas centrales nucleares e hidroeléctricas. Para la promoción de sistemas de transporte sustentables, se implementarán políticas derivadas del enfoque evitar-cambiar-mejorar, promoviendo específicamente la eficiencia energética y un mayor uso de gas natural, hidrógeno, electricidad y biocombustibles.

Como una empresa de energía, que tiene presente los imperativos de seguridad y asequibilidad energética, nos estamos preparando para los nuevos escenarios que podrían traer futuros cambios en la demanda de productos energéticos a mediano y largo plazo de la Compañía. YPF tiene un compromiso para realizar esfuerzos en producir de forma más eficiente con menos emisiones de carbono y en mantener políticas de gobernanza diseñadas para tener en cuenta los riesgos asociados al cambio climático y las medidas de mitigación necesarias, así como reportes institucionales de desempeño ASG.

Las principales iniciativas se centran en la reducción de las emisiones operativas mientras se trabaja en la monetización del gas natural a través del proyecto de la exportación de GNL y se exploran nuevos negocios con baja emisión de carbono, y programas de adaptación de las operaciones a futuros escenarios y riesgos potenciales. Desde 2019, hemos estado incluyendo criterios ambientales en el análisis de los proyectos sujetos a revisión por parte del Comité de Inversiones Críticas, incluidas las emisiones de carbono. Los proyectos presentados a este Comité deberán incluir un análisis de sensibilidad de las variables ambientales asociadas a los objetivos ambientales estratégicos. Con ese fin, determinamos un precio sombra (*shadow price*) de US\$ 55 por tonelada de CO₂e, un precio que se puede actualizar en función de las revisiones de las tendencias de precios del carbono y las mejores prácticas de la industria de petróleo y gas.

Riesgos y resiliencia al cambio climático

La responsabilidad y la supervisión de la gestión de riesgos forman una parte integral de nuestras actividades de gestión y brindan al Directorio de YPF S.A. información sobre las tendencias y la exposición agregada por los riesgos relacionados con el clima y el desempeño del Comité de Riesgos y Sustentabilidad. Los riesgos relacionados con el cambio climático están vinculados a los llamados riesgos de transición y a los riesgos físicos, que deben integrarse en las medidas de adaptación y formar parte de los procesos de toma de decisiones. Véase “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—El cambio climático y cambios en la demanda futura de productos energéticos podrían afectar a nuestro negocio”.

Si bien el petróleo y el gas natural seguirán constituyendo nuestro portafolio principal en los próximos años (tanto los escenarios de la Agencia Internacional de la Energía como los análisis internos prevén que la demanda de petróleo y gas ofrecen una ventana de oportunidad aún a 2050), estamos comprometidos con el fortalecimiento de la eficiencia energética, con operaciones que reduzcan sus emisiones de carbono y con el desarrollo de alternativas energéticas, con el fin de garantizar un modelo de negocio competitivo y resiliente en diferentes horizontes temporales. Estas 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 energías renovables, a través de YPF EE sujeto a las condiciones del mercado.

El camino de competitividad y resiliencia tiene pilares principales combinados con diferentes factores de ponderación, basados en plazos previstos que contribuyen de manera específica y colectiva: (i) operaciones de petróleo y gas de alto valor y bajas emisiones de carbono; (ii) proyecto Argentina LNG, así como también la exploración de nuevas soluciones energéticas; y (iii) crecimiento competitivo de energías eléctricas y renovables.

La formación Vaca Muerta cuenta además con un enorme potencial en gas natural, energía segura más baja en carbono por excelencia, ya que produce aproximadamente un 40% menos de CO₂ que el carbón durante la producción y es un buen complemento para la intermitencia de las energías renovables. Estamos convencidos que el pleno desarrollo de estos recursos permitirá no sólo abastecer el mercado local, sino que también contribuirá a la descarbonización de otros países a través de la exportación.

Planeamos hacerlo a través de negocios rentables, resilientes, responsables y transparentes basados en la innovación, nuevas tecnologías y la excelencia operacional.

El compromiso es continuar realizando esfuerzos en la descarbonización de la energía actual, así como en el sistema energético del futuro.

Además, estamos trabajando para mejorar nuestra comprensión de las posibles vulnerabilidades climáticas de nuestras operaciones, así como para establecer medidas de resiliencia, planificación y adaptación a nivel de las operaciones activas. La información sobre los riesgos del cambio climático relacionados con eventos climáticos extremos es considerada durante el proceso de análisis de riesgos como la probabilidad y el impacto potencial de los riesgos que pueden amenazar la integridad de las operaciones y los activos de la Compañía.

Hemos estado trabajando en la actualización de mapas de peligros y riesgos climáticos para identificar los posibles impactos relacionados con el cambio climático en nuestras operaciones e instalaciones, los cuales están disponibles para toda la Compañía a través de la plataforma web del Sistema de Información Geográfica. Estos mapas nos permiten identificar y priorizar las operaciones e instalaciones expuestas al riesgo del cambio climático en diferentes escenarios climáticos potenciales e identificar medidas de mitigación para reducir la vulnerabilidad y fomentar acciones tempranas.

Descarbonización

Para llevarla a cabo, hemos desarrollado un conjunto de aspiraciones a corto y mediano plazo:

- Aumentar la reducción de las emisiones específicas de GEI de nuestras operaciones en el futuro cercano y mediano plazo. Esto implica las siguientes ambiciones: (i) ir más allá del 30% de reducción de la intensidad de las emisiones de GEI ya logrado entre 2017 y 2023; (ii) que la intensidad de las emisiones de GEI (scope 1 y scope 2) para la producción de upstream no convencional sea inferior a 10 kg CO₂e/boe para 2030; (iii) la reducción de las emisiones de metano en un 30% para 2030 (línea base 2021); (iv) cero quema rutinaria para 2030; y (v) que cerca del 50% de la electricidad adquirida por la Compañía en el Mercado Eléctrico Mayorista sea renovable para 2027.
- Por su parte, el petróleo no convencional producido en nuestras operaciones en la formación Vaca Muerta ha demostrado ser competitivo en términos de toneladas de CO₂ emitidas por barril de petróleo producido, y estamos trabajando para reducir aún más su huella de carbono.
- En la COP N° 28, YPF se adhirió a la Carta de Descarbonización del Petróleo y el Gas, donde los signatarios pretenden alcanzar operaciones con cero emisiones netas (scope 1 y scope 2) a más tardar en 2050, a poner fin a la quema rutinaria para 2030, y a reducir a casi cero las emisiones de metano en las operaciones de upstream.
- Continuar desarrollando negocios de energía eléctrica y energía renovable a través de YPF EE, así como productos bajos en carbono (véase “Políticas de la Emisora—Cambio climático y Energía—Productos hidrocarbúricos con menores emisiones de carbono”).
- Explorar un portafolio de nuevas energías centrada en tres áreas de negocio: (i) Combustibles bajos en carbono: moléculas de combustible con baja intensidad de carbono (derivados del hidrógeno) y otras alternativas de base biológica; (ii) Energías renovables: electricidad procedente de fuentes renovables (escalada/distribuida) y soluciones eficientes de gestión y almacenamiento de la red; y (iii) Soluciones de gestión del carbono: almacenamiento permanente y/o valorización del carbono y soluciones de compensación del carbono.
- Desarrollar estrategias de adaptación al cambio climático para nuestras operaciones. Véase “Políticas de la Emisora—Cambio climático y Energía—Riesgos y resiliencia al cambio climático”.

En cuanto a nuestras aspiraciones de descarbonización de las operaciones de petróleo y gas, continuamos trabajando en:

- Fortalecer el Inventario de Emisiones de GEI, basado en los siguientes estándares: el API Compendium of Green House Gas Emissions Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry (agosto de 2021); las Directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (2006 y 2019); y la EPA AP42. Seguimos la Norma Corporativa de Contabilidad e Información del GHG Protocol, que define tres alcances (scopes) de las emisiones de GEI:
 - Scope 1: Emisiones directas de GEI provenientes de fuentes que son propiedad o están controladas por YPF.
 - Scope 2: Emisiones indirectas de GEI provenientes de la generación de energía comprada y consumida por YPF.
 - Scope 3: Otras emisiones indirectas de GEI. Todas las emisiones indirectas (no incluidas en el scope 2) que se producen en la cadena de valor de la Compañía, incluidas las emisiones asociadas al uso de productos de energía vendidos por YPF.

Adicionalmente, los sistemas de gestión corporativos para medir la huella de carbono en nuestros complejos industriales se verifican periódicamente de acuerdo con la norma ISO 14064-1 “Gases de efecto invernadero” sobre cuantificación, reporte y gestión de GEI. Durante 2024 realizamos un proceso de verificación externa completo de todos los complejos industriales de YPF.

- Monitorear el gas natural enviado a las antorchas y el gas natural venteado a través de nuevas herramientas, instrumentos y análisis. Desde 2020, trabajamos en la evaluación, detección y medición de emisiones de metano, así como respiraderos con diferentes tipos de tecnologías, como imágenes satelitales y aéreas para fortalecer las actividades realizadas en tierra con cámaras de detección portátiles. La Compañía continuó tomando imágenes satelitales para la detección de fugas y puso en marcha pilotos. Durante 2024, pusimos en marcha proyectos piloto en determinadas instalaciones con sensores fijos y drones para detectar y cuantificar las emisiones de metano. Estas campañas se incluyen en un plan anual y siguen un procedimiento específico. Existen otras medidas diferentes en curso, que incluyen el desarrollo de nuevas infraestructuras que nos permitan aumentar nuestra capacidad de valorización de la producción de gas natural.
- Seguimiento de nuestros dos proyectos registrados bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio, que nos permiten reducir las emisiones en las diferentes etapas y procesos de refinación de petróleo mediante la recuperación de gases de antorcha en los complejos industriales de La Plata y Luján de Cuyo. Los gases residuales se comprimen e inyectan en el sistema de combustibles para alimentar hornos y calderas, evitando así la necesidad de utilizar gas natural y fuel oil para calefacción. En 2024, entre los dos proyectos, se redujeron alrededor de 270.000 tn de CO₂. Adicionalmente, finalizamos la instalación de un compresor de recuperación de gas de antorcha en el Complejo Industrial Plaza Huincul, que recupera los gases de la unidad Topping y los reinyecta en el anillo de gas combustible.
- Promoción de fuentes renovables. Con el fin de reducir las emisiones asociadas al consumo y compra de energía, y más allá de las acciones de eficiencia energética, estamos trabajando en el uso progresivo de energías con una menor huella de carbono, incluidas las fuentes renovables a través de YPF EE.

Productos hidrocarbúricos con menores emisiones de carbono

La adaptación de las refinerías a las nuevas especificaciones de combustibles bajos en azufre y a hidrocarburos más livianos, permite responder a requerimientos normativos, así como a eventuales cambios en la demanda y las expectativas de los clientes. Cada vez que actualizamos nuestros combustibles de la más alta calidad, incorporamos mejoras en el equilibrio entre el consumo energético y la capacidad otorgada por el producto.

En 2019, la Resolución N° 558/2019 de la SE (y sus posteriores enmiendas) sustituyó el anexo I Resolución N° 5/2016 de la Secretaría de Recursos de Hidrocarburos ("SRH"), que estableció reajustes para las especificaciones sobre el contenido de azufre en gasoil grado 2 y naftas. Para cumplir con estas nuevas especificaciones, hemos estado invirtiendo en infraestructura desde 2018.

En particular, en el segundo trimestre de 2024 se completó el revamping de la unidad de hidrotratamiento de naftas FCC y el revamping de la unidad de magnaforming en la Refinería La Plata, alcanzando una inversión de US\$ 352 millones. Adicionalmente, se continúa avanzando en la adecuación de la Refinería Luján de Cuyo, que incluye el revamping de la unidad de hidrotratamiento de gasoil, una nueva unidad de desulfurización de gasoil y una nueva unidad reformadora de vapor, con una inversión estimada de US\$ 647 millones. Además, continuaremos avanzando en el diseño de ingeniería para adecuar totalmente la producción de gasoil a 10 ppm, incorporando nuevas unidades de hidrotratamiento de gasoil en las refinerías de La Plata y Plaza Huincul.

Al mismo tiempo, YPF es el principal comprador y mezclador de biocombustibles en Argentina, con aproximadamente 14 Mm³ adquiridos desde que comenzaron a regir las mezclas obligatorias.

Para más información véase "Políticas de la Emisora—Nuestro compromiso Ambiental, Social y de Gobernanza (en adelante "ASG")—Asuntos ambientales en Argentina—Regulaciones ambientales".

Seguridad

Garantizar la seguridad de todas las personas que trabajan en la Compañía, así como la confiabilidad e integridad de nuestros activos, negocios y proyectos son un pilar estratégico para YPF.

Somos un operador de actividades de exploración, producción de petróleo y gas, plantas de gas natural, refinerías y parques eólicos, y en virtud de esto gestionamos los riesgos potenciales. Entre ellos se incluyen el descontrol de pozos, fugas o derrames de hidrocarburos, delitos, ciberataques, incidentes laborales y enfermedades relacionadas con los trabajadores. Además, no sólo operamos en cumplimiento con el marco regulatorio vigente y la normativa interna aplicable, basada en nuestra Modelo de Excelencia Operacional, asumiendo estándares de referencia en caso de ausencia de legislación específica, sino que tenemos implementado un sistema de gestión de riesgos laborales, industriales y de procesos a lo largo de nuestra cadena de valor, con foco en la adopción de acciones preventivas. Véase "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Las actividades de petróleo y gas están sujetas a importantes riesgos económicos, sociales, ambientales y operativos" y "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Tenemos un control limitado sobre las actividades diarias llevadas a cabo en propiedades que no operamos".

Funcionamiento del sistema de salud y seguridad ocupacional

El sistema de seguridad y salud ocupacional cubre a todos los empleados y contratistas de YPF y abarca tres aspectos fundamentales:

- La identificación y mitigación de riesgos laborales y de procesos de prevención de accidentes, para evitar lesiones graves y muertes en nuestras operaciones.
- El fortalecimiento de la capacidad de respuesta de la Compañía ante emergencias.
- La mejora continua.

Contamos con un Plan de Gestión en Seguridad y Salud que se revisa y ejecuta anualmente en conjunto con cada unidad de negocio, quienes reportan tanto al Vicepresidente de la unidad de negocio como al Vicepresidente de Calidad, Ambiente y Seguridad y a la Vicepresidenta de Personas y Cultura. Contamos con metodologías específicas para evaluar y minimizar los riesgos inherentes a nuestros procesos, así como para prepararnos para responder a emergencias. Se realizan inspecciones preventivas sistemáticas en terreno, mientras que toda persona que detecte un riesgo en el desarrollo de sus actividades puede reportarlo a su línea jerárquica y solicitar la suspensión de la tarea. Los informes de las inspecciones se discuten en comités de seguridad mensuales, donde se definen planes de acción y las barreras para reducir los riesgos detectados.

Seguridad de las personas

Durante los últimos años, hemos hecho importantes avances tanto en la implementación de medidas técnicas de seguridad laboral (todas nuestras instalaciones cuentan con barreras físicas para evitar accidentes) como en nuestros sistemas normativos y de gestión. Un objetivo central es seguir fortaleciendo una cultura de seguridad y autocuidado proactiva, integrada en todo lo que hacemos, basada en las 10 Reglas de Oro para Salvar Vidas, el liderazgo, un compromiso a largo plazo, el aprendizaje continuo, y en el seguimiento y los indicadores de seguridad. Durante 2024, implementamos programas específicos enfocados en los riesgos más críticos en términos de impacto potencial, alineados con las mejores prácticas.

Para las instalaciones que están sujetas a modificaciones, tanto estructurales como de procesos, se deben analizar previamente los alcances y las consecuencias de los potenciales accidentes a través de estudios sobre riesgos específicos. Cuando nuestro personal y contratistas deben llevar a cabo tareas no rutinarias se aplican metodologías in situ, conocidas como permisos de trabajo. Todos los accidentes laborales son registrados en el Sistema Integral de Gestión de Excelencia Operativa, en el cual no sólo se registran los datos asociados al accidente, sino también las causas raíz y las acciones de mejora que surgen del análisis de cada accidente.

Formación en seguridad ocupacional

Las capacitaciones básicas comienzan con una inducción general en materia de seguridad, así como con formaciones específicas enfocadas en la función, que reciben todos los empleados de manera directa y a través de contratistas. Al mismo tiempo, se fomentan continuamente los contenidos sobre seguridad para toda la organización a través de acciones en las plataformas corporativas online. Cada Vicepresidencia efectúa, además, acciones específicas de acuerdo con sus necesidades y enfocadas en cada contratista. Estas acciones son comunicadas a la empresa contratista a través de los inspectores de contrato, que actúan como nexo entre YPF y la empresa contratista. En 2024 continuamos reforzando el conocimiento de nuestras 10 Reglas de Oro para Salvar Vidas, con especial énfasis en las personas que desempeñan funciones operativas. Cada unidad de negocio implementó sus propios planes de formación con programas centrados en los riesgos más críticos desde el punto de vista de sus actividades. Además, se llevó a cabo una revisión del marco regulatorio completo de cada una de las 10 Reglas de Oro para Salvar Vidas.

Mantuvimos, además, el programa de manejo seguro implementado en años anteriores, con el propósito de continuar reforzando la reducción del índice de frecuencia de accidentes vehiculares de los últimos años.

Respuesta ante emergencias

La Compañía cuenta con un sistema de Gestión de Emergencias y Crisis, cuyos focos son la prevención y el fortalecimiento de la resiliencia de la Compañía ante la ocurrencia de eventos imprevistos. Este sistema alinea las actividades de prevención, preparación, respuesta y recuperación, incluidas la gestión de respuesta a incidentes, la gestión de continuidad del negocio y la gestión de crisis.

Ocurrencia de incidentes de seguridad

En 2024 el índice de frecuencia de incidentes de seguridad de procesos disminuyó en comparación con 2023. La investigación, el registro y el análisis de incidentes han sido esenciales para lograr estos resultados, ya que nos permitieron desarrollar e implementar acciones de mejora.

La identificación del riesgo se basa en un análisis de los riesgos con impacto potencial en los trabajadores, las comunidades, el medioambiente, los activos y el negocio. Utilizamos como fuentes los informes de reaseguradoras, investigaciones de accidentes, auditorías, gestión de contratistas y monitoreo ambiental, entre otras.

En caso de que se materialice un riesgo, se aplican los protocolos de acción, los que incluyen aspectos organizacionales y operativos para implementar medidas de contención, evaluación y control. En todos los casos, la prioridad es el cuidado de las personas.

Tras la respuesta y contención del evento, se ejecutan las acciones necesarias para retornar a las condiciones operativas o reacondicionar las áreas afectadas, en caso de ser necesario. Además, se hacen los registros pertinentes y posteriormente se lleva a cabo la investigación del caso. Las lecciones aprendidas se utilizan para adaptar el sistema de gestión de emergencias y crisis.

Ciberseguridad

Gestión de riesgos y estrategia

La Ciberseguridad y la Seguridad Corporativa en YPF se definen como la protección de los activos, los procesos y las operaciones de YPF frente a los diversos tipos de amenazas de ciberseguridad. La gestión de riesgos de ciberseguridad es responsabilidad de nuestro equipo de Ciber-riesgo y Compliance, supervisado por el Gerente Ejecutivo de Ciberseguridad ("CISO", por sus siglas en inglés).

La gestión de la Ciberseguridad y la Seguridad Corporativa se encuentra alineada con la Política de Gestión de Riesgos Corporativos de la Compañía, que se aplica de forma continua en toda la organización, integrando diferentes equipos para construir una cultura y para desarrollar las mejores prácticas en materia de gestión de riesgos. Esta cultura está en consonancia con nuestros valores éticos corporativos, entre los que se destacan los siguientes: “Priorizamos la seguridad: Protegemos a las personas y a su entorno, cuidamos la información, los activos y la reputación de la Compañía”, según lo dispuesto en el CDEyC y en las políticas complementarias de la Compañía.

Nuestra Política Corporativa de Gestión de Riesgos se basa en la Norma ISO 31000 “Organización Internacional para la Normalización de la Gestión de Riesgos” y en las directrices emitidas por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway, Gestión de Riesgos Empresariales (“COSO ERM”, por sus siglas en inglés). Asimismo, se ha implementado una Norma de Riesgos Cibernéticos para ciberseguridad basada en las mejores prácticas y estándares internacionales.

Cada riesgo de ciberseguridad se evalúa considerando la exposición, la probabilidad de ocurrencia y las consecuencias, permitiendo que YPF priorice los esfuerzos de gestión de riesgos y evalúe los niveles de criticidad tanto de los riesgos inherentes como los residuales. La Compañía cuenta con un Modelo Corporativo de Gestión de Riesgos, el cual cuenta con el soporte de un software integral desplegado en toda la Compañía, lo que permite la identificación, la evaluación y el monitoreo de riesgos. Este software genera informes e indicadores, activa alarmas y establece interacciones para usuarios, que se adaptan a múltiples escenarios.

A medida que los ciberataques se vuelven más sofisticados, YPF mantiene su compromiso de realizar esfuerzos para mejorar sus capacidades de detección, prevención y monitoreo. La Compañía evalúa en forma permanente y, cuando es necesario, intensifica las medidas de ciberseguridad para reducir el riesgo de ciberataques. Esto incluye la adopción de software y herramientas diseñadas para la detección oportuna de posibles intrusiones, promoviendo la preparación para responder a las intrusiones y maximizando la resiliencia de la Compañía en caso de incidentes de ciberseguridad destructivos. En cuanto al plan de respuesta de la Compañía ante incidentes de ciberseguridad, YPF ha implementado un mecanismo de revisión continua que incluye procesos para clasificar, evaluar la gravedad, escalar, contener, investigar y remediar incidentes de ciberseguridad, lo que podría contribuir en la mitigación de los daños que afectan las operaciones, la marca y la reputación de YPF.

Durante 2024, continuamos realizando diversas actividades de concientización y capacitación enfocadas en lograr una formación más exhaustiva en la tecnología de la Compañía, abarcando áreas como tecnología de la información (“TI”), tecnología de las operaciones (“TO”) y ciberseguridad. El objetivo fue generar conciencia sobre problemas frecuentes de ciberseguridad como el phishing, ransomware y filtraciones de datos, entre otros. YPF monitorea los adelantos en TI y ciberseguridad, analiza las amenazas y los incidentes de ciberseguridad y realiza capacitaciones obligatorias y campañas de concientización para sus empleados, con el objetivo de proteger a YPF contra las nuevas amenazas de ciberseguridad. Además, para reforzar aún más su ciberseguridad, YPF contrata a proveedores externos para realizar pruebas de penetración en sus sistemas y realizar actividades de monitoreo continuo para detectar posibles riesgos cibernéticos.

Actualmente, la Compañía continúa mejorando el centro de monitoreo tecnológico de operaciones de seguridad (“SOC OT”, por sus siglas en inglés), ampliando el alcance del monitoreo y detección temprana de incidentes de ciberseguridad en redes industriales.

Si bien las amenazas y los incidentes de ciberseguridad no han afectado materialmente nuestro negocio y los resultados de las operaciones, no es posible asegurar que no estén sujetos a futuros incidentes materiales de ciberseguridad. Véase “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Podemos sufrir fallas en el sistema de tecnología de la información, interrupciones en la red y violaciones en la seguridad de los datos”.

Estamos adoptando tecnología de Inteligencia Artificial (“IA”) disponible a través de acuerdos de licencia comercial o de código abierto y, por lo tanto, terceros pueden utilizar esta tecnología para utilizarla en sus propios productos y servicios. Es posible que no conozcamos ni controlemos las prácticas de terceros que puedan utilizar dichas tecnologías de IA. Por ello, no podemos garantizar que terceros no vayan a utilizar dichas tecnologías de IA con fines indebidos, como la difusión de contenidos inexactos, difamatorios o perjudiciales, la infracción o apropiación indebida de la propiedad intelectual, el fomento de prejuicios o la discriminación, los ataques a la ciberseguridad, las violaciones de la privacidad de los datos o el desarrollo de tecnologías competidoras. Como tal, no es posible predecir todos los riesgos relacionados con el uso de la IA y los cambios en las leyes, normas, directivas y reglamentos que rigen el uso de la IA pueden afectar negativamente a nuestra capacidad para desarrollar y utilizar la IA o someternos a responsabilidad legal. No obstante, la Compañía ha establecido las bases de las mejores prácticas en materia de IA junto con los equipos de Compliance, Servicios Jurídicos, TI y Ciberseguridad.

Gobernanza en ciberseguridad

El Directorio de YPF S.A. supervisa la evolución, los riesgos y los planes de acción de ciberseguridad en YPF, de acuerdo con el modelo de ciberseguridad adoptado por YPF, a través del Comité de Riesgos y Sustentabilidad que monitorea los principales riesgos específicos de YPF, incluidos los riesgos de ciberseguridad y la implementación de las acciones de mitigación correspondientes, entre otras funciones. Véase “Información sobre los Directores, Gerencia de la Primera Línea, miembros del órgano de fiscalización, miembros del Comité de Auditoría y asesores—Comités del Directorio—El Comité de Riesgos y Sustentabilidad”.

El CISO recomienda al Comité de Riesgos y Sustentabilidad en cuanto a políticas y prácticas de acuerdo con las mejores prácticas en la gestión de riesgos de ciberseguridad, entre otros.

El CISO es un cargo creado en 2021, que reporta a la Vicepresidencia de Tecnología y es ocupado por Leonardo Oscar Iglesias desde enero de 2023. Durante más de 22 años, nuestro CISO se ha desempeñado en diversos cargos en diferentes áreas de tecnología dentro de la Compañía, trabajando en las áreas de sistemas de control y telemetría para el mundo industrial, automatización de edificios, comunicaciones, mantenimiento de aplicaciones/base de datos/SAP Basis, sistemas de seguridad electrónica (CCTV y control de accesos), IT, OT, Ciberseguridad y arquitectura de datos, y ha tenido el rol de orador y moderador en numerosos paneles nacionales de ciberseguridad. En YPF, trabajó en las siguientes áreas: telemetría y control (2003-2009), comunicaciones (2009-2011), Jefe de Tecnologías y Proyectos Especiales (2011-2016), Jefe de Infraestructura de Aplicaciones (2016-2018), Jefe de Servicios de Entornos de Trabajo Virtuales (2019), Gerente de Arquitectura de Ciberseguridad (2019-2020), Gerente de Arquitectura Empresarial (2020-2022), y actualmente ocupa el cargo de Presidente de la Comisión de Ciberseguridad en el IAPG. En cuanto a su formación, es Ingeniero de la Universidad de Palermo, MBA en Administración de Empresas de la Universidad Torcuato Di Tella, posee un certificado en ciberseguridad de la Universidad de Palermo, y está certificado en diferentes tecnologías.

Seguros

El alcance y la cobertura de las pólizas de seguro y las obligaciones de indemnización que se describen a continuación están sujetos a cambios, y dichas pólizas están sujetas a cancelación en determinadas circunstancias. Además, las cláusulas de indemnización de algunos de nuestros contratos de perforación, mantenimiento y otros servicios pueden estar sujetas a diferentes interpretaciones, y la aplicación de dichas cláusulas pueden verse limitada por orden público y por otros aspectos. También podemos estar sujetos a potenciales responsabilidades para las que no estamos asegurados o que exceden nuestra cobertura de seguro, incluidas las responsabilidades descritas en “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Es posible que no tengamos cobertura de seguros suficiente para cubrir todos los riesgos operativos a los que estamos sujetos”, “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Las actividades de petróleo y gas están sujetas a importantes riesgos económicos, sociales, ambientales y operativos” e “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Podemos incurrir en costos y obligaciones significativos relacionados con asuntos ambientales, de salud y de seguridad”.

Aseguramos nuestras operaciones contra riesgos inherentes a la industria del petróleo y gas, incluso contra la pérdida o el daño a la propiedad y nuestros equipos, incidentes de control de pozos, pérdidas de producción, interrupción del negocio o lucro cesante, remoción de escombros, contaminación súbita y accidental, daños y saneamiento y reclamos de terceros, incluidos daños personales y pérdida de la vida, entre otros riesgos del negocio. Nuestras pólizas de seguros suelen ser renovables anualmente y, por lo general, contienen límites, exclusiones y deducibles determinados por (i) encuestas de evaluación de gestión de riesgos realizadas por compañías internacionales, (ii) los términos ofrecidos por los mercados de seguros y reaseguros, y (iii) la política de retención de riesgos definida por la Compañía.

Nuestra póliza de seguro de responsabilidad civil que cubre nuestras operaciones provee cobertura de responsabilidad civil de hasta US\$ 400 millones por evento. Ciertos tipos de incidentes, como la contaminación intencional y/o no repentina y/o no accidental, están excluidos de la cobertura de la póliza de seguro.

Nuestra póliza de seguro daños materiales e interrupción del negocio proporciona cobertura para pérdidas o daños físicos con respecto, pero no limitado a, propiedades en tierra y costa afuera de cualquier tipo y descripción, hasta US\$ 1.500 millones y hasta US\$ 800 millones por cada incidente para operaciones de downstream y upstream, respectivamente, pero hasta US\$ 1.500 millones por cada incidente combinado para ambos tipos de operaciones, con distintos montos deducibles, dependiendo del tipo de cobertura.

Además, mantenemos seguros de vida para empleados, automóviles, carga y transporte, así como seguros contra riesgos de construcción según cada caso, y obras menores o montajes para activos en operación. Actualmente no mantenemos cobertura de seguro para incidentes de ciberseguridad, véase “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Podemos sufrir fallas en el sistema de tecnología de la información, interrupciones en la red y violaciones en la seguridad de los datos” y “Políticas de la Emisora—Ciberseguridad”.

Nuestras pólizas de seguro están sujetas a deducibles, límites, exclusiones y limitaciones, y no existe garantía de que dicha cobertura nos proteja adecuadamente contra la responsabilidad por todas las posibles consecuencias y daños asociados con nuestras actividades.

Dividendos

Según lo previsto en nuestro estatuto, todas las acciones clase A, clase B, clase C y clase D 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.

El monto y el pago de dividendos se decide por mayoría de votos de los accionistas votando como una única clase, por lo general, aunque no necesariamente, de acuerdo con las recomendaciones del Directorio. El Directorio puede declarar dividendos anticipados si se cumplen ciertos requisitos (véase “Políticas de la Emisora—Dividendos—Monto disponible para distribución de dividendos”). Los Directores y los miembros de la Comisión Fiscalizadora, según sea el caso, son responsables solidarios de dichos pagos y distribuciones.

Aunque no hemos adoptado una política formal con respecto a los 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 requisitos de capital relacionados con los planes de inversión, la atención de los servicios de la deuda, las necesidades de capital de trabajo, las restricciones legales, regulatorias, fiscales y/o contractuales que se aplican en todo momento y las condiciones generales del contexto económico y financiero. En cumplimiento de la legislación argentina, determinamos dividendos en la moneda de curso legal en Argentina, que es el peso argentino sobre la base de los últimos estados contables anuales auditados en pesos argentinos, presentados a la CNV. Véase “Políticas de la Emisora—Dividendos—Monto disponible para distribución de dividendos”.

Según los estados financieros individuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2024, la ganancia neta del ejercicio 2024 es de \$ 2.077.482 millones y las ganancias acumuladas (resultados no asignados) al 31 de diciembre de 2024 ascendieron a la suma de \$ 2.491.779 millones, las cuales incluyen ganancias del ejercicio 2024 por \$ 2.077.482 millones, saldos restringidos a la distribución de resultados por \$ 72.137 millones y diferencias de conversión del ejercicio 2024 por \$ 357.810 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 2024 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 Auditados, por lo que resultó necesario apropiar la suma de \$ 954.189 millones correspondientes a las diferencias de conversión del ejercicio 2024 de la cuenta de “Otros Resultados Integrales” al incremento de la reserva para inversiones (\$ 946.226 millones) y la reserva para compra de acciones propias (\$ 7.963 millones).

El 6 de marzo de 2025, el Directorio propuso a la Asamblea de Accionistas, previa deducción de los montos cuya distribución se encuentra restringida: (i) Desafectar íntegramente la reserva para inversiones y la reserva para compra de acciones propias; (ii) Destinar la suma de \$ 34.205 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); y (iii) Destinar la suma de \$ 6.787.343 millones a constituir una reserva para inversiones en los términos del artículo 70, párrafo tercero de la LGS.

No determinamos ningún dividendo para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, el 31 de diciembre de 2023 y el 31 de diciembre de 2022.

Para obtener información sobre la tributación de los dividendos, véase “Información adicional—Carga tributaria”.

Monto disponible para distribución de dividendos

De acuerdo con la LGS de Argentina, los dividendos de una compañía argentina que cotiza en la bolsa y que hace oferta pública de sus acciones, sólo pueden ser pagados con ganancias realizadas y líquidas que resulten de un balance anual auditado en pesos argentinos publicado en CNV, y confeccionado de acuerdo con las normas contables vigentes en la Argentina y las normas de la CNV, aprobado por la asamblea de accionistas. El directorio de una sociedad argentina que hace oferta pública de sus acciones puede declarar dividendos provisorios, sobre la base de estados financieros especiales o trimestrales con el informe del auditor externo y el Consejo de vigilancia, en cuyo caso los miembros del Directorio, los miembros del consejo de vigilancia cuando corresponda y de la Comisión Fiscalizadora serán ilimitada y solidariamente responsables del pago de esos dividendos si los resultados no asignados al cierre del ejercicio en que se hubieran declarado los dividendos no hubieran sido suficientes para permitir el pago de dichos dividendos.

De acuerdo con la LGS y conforme a lo previsto en nuestro estatuto social, debemos mantener una reserva legal no menor del 5% de las ganancias líquidas y realizadas que arroje el estado de resultados del ejercicio hasta alcanzar el 20% del capital social en circulación de la Compañía. La reserva legal no está disponible para su distribución a los accionistas.

Según lo previsto en nuestro estatuto social, de las ganancias líquidas y realizadas se destinarán: (i) a constituir la reserva legal; (ii) a pagar las remuneraciones del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora (véase “Información sobre los Directores, Gerencia de la Primera Línea, miembros del órgano de fiscalización, miembros del Comité de Auditoría y asesores—El Directorio—Remuneración de los miembros del Directorio”); (iii) a pagar dividendos de acciones preferidas, de corresponder; y los dividendos acumulados no pagados, según sea el caso; y (iv) el saldo restante en todo o en parte se distribuirá como dividendos de las acciones ordinarias o se destinará a fondos de reservas voluntarias o contingentes u otras reservas conforme lo determine la asamblea.

Nuestro directorio presenta sus estados financieros estatutarios en pesos correspondientes al ejercicio inmediatamente anterior, acompañados con los correspondientes informes de la comisión fiscalizadora y de los auditores externos, para la aprobación de la asamblea anual ordinaria de accionistas. Dentro de los cuatro meses contados a partir del cierre de cada ejercicio fiscal, se deberá celebrar una asamblea ordinaria de accionistas para la consideración de los estados financieros anuales de la Compañía y determinación de la asignación de los resultados correspondientes a ese ejercicio.

De acuerdo con las normas de la CNV, los dividendos en efectivo deberán distribuirse a los accionistas dentro de los 30 días corridos de su aprobación por la asamblea que hubiera aprobado esos dividendos. En los casos en que la asamblea de accionistas delegue la autoridad para la distribución de dividendos al Directorio, el pago de dividendos generalmente se ha resuelto dentro de los 30 días a partir de la resolución correspondiente del Directorio.

En el caso de pago de dividendos en acciones, o en acciones y en efectivo conjuntamente, las acciones y el efectivo, según el caso, deben ponerse a disposición de los accionistas dentro del plazo máximo de tres meses de la recepción de la notificación de la autorización de la CNV para la oferta pública de acciones correspondientes a esos dividendos. De conformidad con el Código Civil y Comercial de Argentina, el plazo de prescripción del derecho de cualquier accionista a recibir dividendos determinados por la Asamblea de Accionistas es de cinco años a partir de la fecha en que se haya puesto a disposición del accionista.

Bajo el Contrato de Depósito, sujeto a ciertos términos y condiciones establecidos en el Contrato de Depósito, incluyendo, entre otros, la determinación del Depositario de que los dividendos en efectivo que reciba en una moneda distinta a dólares estadounidenses sean convertidos a dólares estadounidenses, en la medida en que, a juicio del Depositario, dicha conversión pueda realizarse en dólares estadounidenses sobre una base razonable y de forma consistente con las restricciones de controles de cambio, el Depositario convertirá los dividendos en efectivo que reciba en una moneda distinta a dólares estadounidenses a dólares estadounidenses y distribuirá la cantidad así recibida a los titulares de ADRs asociados a esas acciones.

Para más información sobre las regulaciones cambiarias relativa al pago de dividendos, véase “Información adicional—Regulaciones cambiarias—Disposiciones específicas sobre el acceso al Mercado de Cambios—Pago de utilidades y dividendos”.

INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES, GERENCIA DE LA PRIMERA LÍNEA, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN, MIEMBROS DEL COMITÉ DE AUDITORÍA Y ASESORES

La información proporcionada a continuación describe la composición y responsabilidades de nuestro Directorio y de los comités a la fecha de este Prospecto.

El Directorio

Composición de nuestro Directorio

Nuestro Directorio, actualmente está compuesto por 11 directores titulares y 10 directores suplentes. Todos los miembros del Directorio han sido debidamente inscriptos ante la Inspección General de Justicia. A continuación se detalla la información relativa a los directores y directores suplentes:

Nombre	Cargo en el Directorio				Información personal			
	Cargo	Director desde ⁽³⁾	Mandato vence en ⁽⁴⁾	Independiente	Fecha de nacimiento	Acciones en YPF	DNI	CUIL
Horacio Daniel Marín	Presidente y Director	2023	2026 ⁽⁵⁾	No	8 de mayo de 1963	Si ⁽²⁾	16.260.926	20-16260926-3
Carlos Manuel Bastos	Director	2023	2026	No	11 de agosto de 1949	No	8.009.192	20-08009192-4
José Rolandi	Director	2023	2026	No	12 de marzo de 1979	No	27.183.940	20-27183940-6
Eduardo Alberto Ottino	Director	2024	2026	Si	6 de abril de 1953	No	10.433.698	20-10433698-2
Omar Gutiérrez	Director	2023	2026	Si	24 de septiembre de 1967	No	18.629.301	20-18629301-1
Emiliano José Mongilardi	Director	2023	2026	No	28 de septiembre de 1986	No	32.590.860	20-32590860-3
Marilina José Jaramillo	Director	2024	2026	No	8 de julio de 1988	No	33.917.602	27-33917602-2
César Rodolfo Biffi	Director	2024	2026	Si	30 de enero de 1957	No	12.897.371	20-12897371-1
Ignacio Ezequiel Bruera	Director	2024	2026	Si	17 de febrero de 1978	No	26.280.963	20-26280963-4
Eduardo Javier Rodríguez Chirillo	Director	2025	2026	No	28 de diciembre de 1964	No	16.869.623	20-16869623-0
Gerardo Damián Canseco	Director	2023	2026	No	14 de abril de 1965	Si ⁽²⁾	17.234.624	20-17234624-4
Guillermo Alberto Francos ⁽¹⁾	Director	2024	2026	Si	20 de abril de 1950	Si ⁽²⁾	8.400.204	20-08400204-7
Santiago Martínez Tanoira	Director suplente	2017	2026	No	6 de septiembre de 1972	Si ⁽²⁾	22.962.398	20-22962398-3
Silvia Noemí Ayala	Director suplente	2020	2026	No	2 de noviembre de 1966	No	18.420.776	27-18420776-7
Mauricio Alejandro Martín	Director suplente	2023	2026	No	29 de julio de 1971	Si ⁽²⁾	22.075.717	20-22075717-0
María Martina Azcurra	Director suplente	2020	2026	No	5 de marzo de 1971	Si ⁽²⁾	22.098.951	27-22098951-3
Guillermo Gustavo Koenig	Director suplente	2023	2026	Si	18 de abril de 1966	No	17.575.099	20-17575099-2
Carla Antonela Matarese	Director suplente	2023	2026	Si	31 de octubre de 1979	No	28.075.248	27-28075248-2
Hugo Eduardo Rodríguez	Director suplente	2023	2026	Si	5 de diciembre de 1963	No	16.781.405	20-16781405-1
Pamela Fernanda Verasay	Director suplente	2024	2026	No	26 de abril de 1980	No	28.159.195	27-28159195-4
Julio Alejandro Schiantarelli	Director suplente	2023	2026	No	23 de agosto de 1957	Si ⁽²⁾	13.182.731	20-13182731-9

(1) En representación de las acciones Clase A.

(2) Al 10 de marzo de 2025, la persona posee menos del 1% de nuestras acciones Clase D.

(3) Indica cuando la persona ha sido designada como Director titular y Director suplente, según corresponda, por primera vez de manera ininterrumpida.

(4) Los Directores y Directores Suplentes han sido designados para un mandato de 3 ejercicios fiscales que finalizan el 31 de diciembre de 2026, pero permanecerán en el cargo hasta que la Asamblea de Accionistas que apruebe los estados financieros por el ejercicio fiscal que finaliza el 31 de diciembre de 2026 apruebe el Directorio.

(5) El mandato del Presidente es por 2 ejercicios fiscales.

La Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria y Especial Ordinaria de Clase A y Clase D de accionistas de fecha 26 de abril de 2024 designó a Nicolás José Posse como Director y a Guillermo Alberto Francos como Director Suplente de las acciones Clase A, y a Horacio Daniel Marín, Mario Eduardo Vázquez, Carlos Manuel Bastos, José Rolandi, Eduardo Alberto Ottino, Omar Gutiérrez, Emiliano José Mongilardi, Horacio Oscar Forchiassin, Jimena Hebe Latorre, José Guillermo Terraf y Gerardo Damián Canseco, como Directores de las acciones Clase D. La citada Asamblea de Accionistas también designó como Directores Suplentes de las acciones Clase D a Santiago Martínez Tanoira, Silvia Noemí Ayala, Mauricio Alejandro Martín, María Martina Azcurra, Guillermo Gustavo Koenig, Carla Antonela Matarese, Hugo Eduardo Rodríguez, Pamela Fernanda Verasay, María Araceli Guzmán y Julio Alejandro Schiantarelli. Todos los directores fueron nombrados para servir durante 3 ejercicios fiscales. Asimismo, el Directorio de fecha 26 de abril de 2024 designó a Horacio Daniel Marín como Presidente del Directorio.

En su reunión del 4 de julio de 2024, el Directorio aceptó las renunciaciones presentadas por Horacio Oscar Forchiassin y Jimena Hebe Latorre, como Directores de las acciones Clase D, y por Nicolás José Posse, como Director de las acciones Clase A. Adicionalmente, el 4 de julio de 2024, la Comisión Fiscalizadora por las acciones Clase D designó a Marilina José Jaramillo y César Rodolfo Biffi como Directores por las acciones Clase D, ambos con mandato hasta la elección de nuevos directores por la Asamblea de Accionistas. Adicionalmente, la Sociedad recibió una comunicación del accionista de las acciones Clase A, el Estado Nacional (Secretaría de Energía - Ministerio de Economía), informando que ha designado a Guillermo Alberto Francos como Director de las acciones Clase A.

El 3 de agosto de 2024, falleció Mario Eduardo Vázquez, Director del Directorio, y miembro y presidente del Comité de Auditoría.

En su reunión del 7 de noviembre de 2024, el Directorio aceptó la renuncia de María Araceli Guzmán como Directora Suplente de las acciones Clase D. Adicionalmente, la Comisión Fiscalizadora por las acciones Clase D designó a Ignacio Ezequiel Bruera, como Director Suplente por las acciones Clase D, con mandato hasta la elección de nuevos directores por la Asamblea de Accionistas.

En su reunión del 14 de noviembre de 2024, el Directorio aceptó la renuncia de José Guillermo Terraf como Director de las acciones Clase D. Adicionalmente, Ignacio Ezequiel Bruera fue designado como Director en reemplazo del José Guillermo Terraf, hasta la elección de nuevos Directores por la Asamblea de Accionistas.

El 19 de febrero de 2025, los miembros de la Comisión Fiscalizadora por las acciones Clase D designaron a Eduardo Javier Rodríguez Chirillo como Director por las acciones de la Clase D, en reemplazo de Mario Eduardo Vázquez, hasta la elección de nuevos Directores por la Asamblea de Accionistas.

Para obtener información acerca de la elección de los Directores véase “Información adicional—Directores”.

Con fecha 27 de marzo de 2025, el Directorio convocó a una Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria y Especial Ordinaria Clases A y D a celebrarse el 30 de abril de 2025.

Intereses comerciales externos y experiencia de los miembros del Directorio

Horacio Daniel Marín

Posición Actual: Director Titular y Presidente del Directorio y Gerente General (“CEO”) de YPF S.A.

Cargos en otros directorios: No.

Experiencia: A lo largo de sus 36 años de carrera trabajó en el desarrollo y estrategia de la industria de petróleo y gas en varios países además de Argentina, incluyendo Estados Unidos, México, Venezuela, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia, ocupando diferentes posiciones en operaciones, desarrollo, exploración y estrategia. Fue responsable del desarrollo tanto de la superficie como de la infraestructura en el bloque Fortín de Piedra en la formación Vaca Muerta, desarrollado en tiempo récord. Trabajó en Tecpetrol S.A. como Gerente Corporativo de Yacimientos, entre otros cargos, y en noviembre de 2008 fue nombrado Presidente de Exploración y Producción de Tecpetrol S.A., posición que mantuvo hasta diciembre de 2023.

Formación: Es Ingeniero Químico egresado de la Universidad Nacional de La Plata. Tiene una maestría en Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Texas en Austin. En 2009 asistió al Programa Ejecutivo en la Graduate School of Business de la Universidad de Stanford.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Carlos Manuel Bastos

Posición actual: Director Titular.

Cargos en otros directorios: Director de Metrogas, Vicepresidente de Andina Electricidad S.A. y Trancura Energía S.A.

Experiencia: En 1970 se incorporó a la Empresa Provincial de Energía de Córdoba ("EPEC") donde trabajó como técnico y luego como ingeniero. Hasta 1996 ocupó los siguientes cargos: Subsecretario de Energía (1991), Secretario de Energía (1992-1995), Secretario de Energía y Comunicaciones (1995), Secretario de Energía y Transporte (1995) y Secretario de Obras y Servicios Públicos (1996). Entre julio de 1999 y diciembre de 1999 fue Presidente de EPEC. Entre marzo de 2001 y diciembre de 2001 fue Ministro de Infraestructura de Argentina. Entre marzo de 2016 y diciembre de 2017 fue vocal primero del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). Fue consultor en la industria energética. Ha sido miembro del equipo de Expertos Asesores de Trench Energy Consulting S.A., y ha sido consultor independiente en hidrocarburos y energía eléctrica. Actuó como árbitro y perito en numerosos casos arbitrales sobre cuestiones regulatorias en Argentina y otros países de América Latina relacionadas con la distribución y el transporte de energía.

Formación: Es Ingeniero Electrónico de la Universidad Nacional de Córdoba, Facultad de Ciencias Exactas y cuenta con un posgrado en Economía de la Energía de la Fundación Bariloche.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

José Rolandi

Posición actual: Director Titular.

Cargos en otros directorios: No.

Experiencia: Se desempeñó como consultor senior en Imagina Management & IT S.A., asesorando en proyectos de las industrias petrolera, petroquímica y de consumo masivo entre 2007 y 2011. Se desempeñó como gerente de proyecto del Parque Eólico Carape I y II y de Corredor Bioceánico Aconcagua en Corporación América S.A. entre 2011 y 2014. Entre 2014 y 2018 fue Gerente Comercial y de Planeamiento Estratégico de CGC siendo responsable de la comercialización de petróleo crudo, gas natural y GNL. También cuenta con experiencia en IT, habiendo co-fundado empresas de inteligencia artificial, realidad aumentada y desarrollo de soluciones a partir de biometría facial.

Formación: Es Ingeniero Industrial egresado en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires ("ITBA").

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Eduardo Alberto Ottino

Posición actual: Director Titular.

Cargos en otros directorios: No.

Experiencia: Tiene 42 años de experiencia en diversos cargos en áreas de control de gestión, planeamiento económico y financiero, impuestos, auditoría interna, administración, reporting y finanzas. Tuvo roles claves en adquisiciones de grandes y medianas empresas industriales por parte del Grupo Techint tanto en Argentina (Sociedad Mixta Siderurgia Argentina -hoy Ternium S.A.-, Comesi y Armco) como en Estados Unidos (Maverick y Hydri), Venezuela Siderúrgica del Orinoco SIDOR S.A. y Europa (Silcotube). Fue Director Administrativo de Siderar entre 1992 y 1999 y Director de Administración y Finanzas de Techint Ingeniería y Construcción y de Techint Engineering Company entre los años 2000 y 2002. Entre los años 2003 y 2007 se desempeñó como Director Administrativo de Tenaris S.A. y entre los años 2008 hasta el 2016 se desempeñó como Director Administrativo del Grupo Techint.

Formación: Es Contador Público egresado de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional de La Plata. Posee un Master de Dirección de Empresas en el Instituto de Altos Estudios Empresariales ("IAE").

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Omar Gutiérrez

Posición actual: Director Titular.

Cargos en otros directorios: No.

Experiencia: En 2003 fue electo Concejal de la Ciudad de Neuquén, donde se desempeñó hasta 2005. Fue Presidente del directorio del Banco Provincia del Neuquén de 2005 a 2011. Se desempeñó como Ministro de Economía y Obras Públicas de la Provincia del Neuquén entre 2011 y 2015. En abril de 2015 asumió como Gobernador de la Provincia del Neuquén; siendo reelegido en 2019 hasta 2023. Preside del Partido político "Movimiento Popular Neuquino". Entre 2014 y 2016, fue director suplente del Directorio de YPF S.A.

Formación: Es Contador Público egresado de la Universidad Nacional del Comahue.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Emiliano José Mongilardi

Posición actual: Director Titular.

Cargos en otros directorios: No.

Experiencia: Se desempeñó como oficial Especializado en Producción y Mantenimiento en Petromark S.R.L. Se desempeña como delegado del Sindicato de Petróleo y Gas Privado del Chubut y tesorero de la Obra Social de Petroleros de Chubut y Mutual de Petroleros de Chubut. Entre los años 2019 y 2023 fue Diputado Provincial por la Provincia de Chubut.

Formación: Posee un diploma de Gestión y Administración del Instituto Educativo Argentino ("IEA"), especializado en comercio internacional.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Marilina José Jaramillo

Posición actual: Directora Titular.

Cargos en otros directorios: No.

Experiencia: Entre 2014 y 2023 ejerció como supervisora general del Sindicato Petrolero y Gas Privado de la Provincia de Santa Cruz. Entre 2015 y 2023 fue Supervisora General y Tesorera de la Mutual 12 de septiembre. Entre 2021 y 2023 fue socio administrador de HJN S.R.L. y socio gerente de La Prensa S.R.L. Se desempeñó como Tesorera del partido político "Somos Energía Para Renovar Santa Cruz" entre 2022 y 2024. Actualmente se desempeña como Directora Suplente del Banco Santa Cruz, como Representante Titular de Responsabilidad Fiscal de la Provincia de Santa Cruz, Representante Titular de la Comisión Federal de Impuestos de la Provincia de Santa Cruz y Ministra de Economía, Finanzas e Infraestructura de la Provincia de Santa Cruz.

Formación: Es Contadora Pública de la Universidad Siglo 21.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

César Rodolfo Biffi

Posición actual: Director Titular.

Cargos en otros directorios: No.

Experiencia: Entre 1981 y 1987 ejerció la profesión en forma privada. Entre 1983 y 1987 fue concejal de la ciudad de Godoy Cruz, Provincia de Mendoza. Entre 1990 y 1999, fue Diputado Provincial. Entre 1999 y 2007 fue Intendente de la Municipalidad de Godoy Cruz. Fue Senador Provincial desde 2010 hasta 2014, y Diputado Provincial entre 2015 y 2019. Desde 2020 hasta 2023 se desempeñó como Subsecretario de Relaciones Institucionales del Ministerio de Gobierno de la Provincia de Mendoza.

Formación: Es Agrimensor de la Universidad Juan Agustín Maza.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Ignacio Ezequiel Bruera

Posición actual: Director Titular.

Cargos en otros directorios: No.

Experiencia: De 1999 a 2002 trabajó como analista de costos en Siemens S.A. en la División de Energía e Industria, Transmisión y Distribución de Energía. Desde 2003 hasta 2011 se desempeñó como Gerente de Investigación en Fundación Observatorio PyME, organización no gubernamental creada por la Unión Industrial Argentina, Università di Bologna ("UNIBO") y Organización Techint. De 2016 a 2019 se desempeñó como Director Nacional de Planificación y Seguimiento de Proyectos estratégicos de desarrollo regional para el noroeste argentino en la Jefatura de Gabinete de Ministros. Desde 2019 hasta 2024 se desempeñó como gerente de desarrollo estratégico en Jujuy Energía y Minería Sociedad del Estado y desde 2021 también estuvo a cargo del proyecto de movilidad eléctrica para servicios de transporte público. Desde 2009 a la actualidad brinda asistencia técnica y asesoramiento a organismos del sector público, gobiernos locales, cámaras empresarias y organismos internacionales. Actualmente, es CEO de Big Data Estratégico, empresa que desarrolla e implementa técnicas avanzadas de análisis de datos para lograr procesos de mejora continua.

Formación: Es Licenciado en Economía de la Universidad de Buenos Aires. Tiene una maestría en Relaciones Internacionales Europa-América Latina por UNIBO y una maestría en economía urbana por la Universidad Torcuato Di Tella ("UTDT").

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Eduardo Javier Rodríguez Chirillo

Cargo actual: Director Titular.

Cargos en otros directorios: No.

Experiencia: Tiene más de 30 años de experiencia en el sector energético en América Latina. Actuó como conciliador en el proceso de arbitraje celebrado en 1999 entre la República del Ecuador y Eléctrica Emelec. De 2007 a 2012 fue socio fundador de ERC & Asociados, firma de abogados que brinda asesoría legal en temas energéticos, inmobiliarios y de inversión extranjera. De 2001 a 2008 fue director jurídico para América Latina de Iberdrola, S.A., empresa dedicada a la producción, distribución y comercialización de energía. De 2014 a 2023, fue socio fundador de ERC Consultores, consultora especializada en temas energéticos (electricidad, renovables, petróleo y gas) en Argentina, México y España. De 2013 a 2015, fue Vicepresidente Ejecutivo de Gauss Energía S.A., empresa de electricidad, gas y energías renovables. De diciembre de 2023 a octubre de 2024, fue Secretario de Energía del Ministerio de Economía de Argentina. Actualmente trabaja como consultor independiente.

Formación: Es abogado por la Universidad Católica Argentina y Doctor en Derecho (Cum Laude) por la Universidad de Navarra.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Gerardo Damián Canseco

Cargo actual: Director Titular.

Cargos en otros directorios: No.

Experiencia: Es empleado de YPF desde septiembre de 1984. Ha ocupado otros cargos, entre ellos el de Secretario de Gobierno de la Municipalidad de San Lorenzo en la Provincia de Santa Fe de 2007 a 2011, Subsecretario de Trabajo del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social de 2011 a 2014. Asimismo, fue Presidente del Centro de Estudios Laborales y Sociales de Rosario en la Provincia de Santa Fe entre 2014 y 2016. Entre 1992 y 2021 fue Secretario General de la filial San Lorenzo de la Federación de Sindicatos Unidos Petroleros e Hidrocarbúrriferos ("SUPEH"). Desde diciembre de 2021 es Secretario de Asuntos Sindicales y Formación de la SUPEH.

Formación: Es abogado por la Universidad Abierta Interamericana ("UAI") y se especializa en derecho sindical.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Guillermo Alberto Francos

Cargo actual: Director Titular.

Cargos en otros directorios: No.

Experiencia: Entre 1974 y 1978 se desempeñó como abogado en el Departamento de Asuntos Jurídicos del Ministerio de Justicia de la Nación y se desempeñó como Director del Instituto Nacional de Crédito Educativo entre 1978 y 1985. Entre 1970 y 1973 se desempeñó como Secretario Privado del Ministerio de Justicia y como Concejal de la Capital Federal entre 1985 y 1993. En 1994 fue nombrado Subsecretario de la IGJ. Fue elegido Diputado Nacional entre 1997 y 2000. Trabajó en Corporación América S.A., donde ocupó diversos cargos gerenciales en los sectores agro, servicios, energía, infraestructura y tecnología, hasta convertirse en director en 2012. Entre 2000 y 2007 fue director de Aeropuertos Argentina 2000 S.A. Fue presidente del Banco de la Provincia de Buenos Aires entre 2007 y 2011 y fue representante de Argentina ante el Banco Interamericano de Desarrollo entre 2019 y 2023. Entre diciembre de 2023 y mayo de 2024 fue Ministro del Interior de la República Argentina. Desde mayo de 2024, se desempeña como Jefe de Gabinete de Ministros de la República Argentina.

Formación: Es abogado de la Universidad del Salvador.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Santiago Martínez Tanoira

Posición Actual: Director Suplente y Vicepresidente Ejecutivo de LNG y Gas Integrado de YPF S.A.

Cargos en otros directorios: Director y Presidente del Directorio de Compañía Mega S.A. y de YPF Energía Eléctrica S.A.

Experiencia: En 1998, se unió a YPF S.A. y asumió varios roles dentro del negocio petroquímico. Estuvo a cargo del área de Marketing, Planificación y Desarrollo de Negocios en Argentina entre diciembre de 2002 y abril de 2008. En mayo de 2008 fue designado en el cargo de Director de Petroquímica Básica y Productos Intermedios de Repsol en España. Posteriormente, fue nombrado Director Químico de YPF S.A. desde 2011 hasta 2012. También fue miembro de la junta directiva de Profertil. Desde 2012 hasta 2016 se desempeñó como Gerente Ejecutivo de la Región Mendoza, a cargo de las operaciones de Upstream. Fue nuestro vicepresidente ejecutivo de Upstream desde octubre de 2016 hasta agosto de 2017, nuestro vicepresidente ejecutivo de Downstream desde agosto de 2017 hasta mayo de 2020, y nuestros vicepresidente ejecutivo de Gas y Energía desde mayo 2020 a enero de 2025.

Formación: Obtuvo el título de Ingeniero Industrial en el ITBA y posee un máster en Administración de Empresas de la Universidad Austral. Realizó cursos de especialización en las Universidades de Darden, Wharton y Harvard.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Silvia Noemí Ayala

Posición Actual: Directora Suplente.

Cargos en otros directorios: Miembro de los directorios de A-Evangelista S.A. ("AES") y Eleran Inversiones 2011 S.A.U.

Experiencia: Se incorporó a YPF S.A. en 1994 para participar en el proyecto de lanzamiento de OPESSA, filial de YPF S.A. que opera estaciones de servicio. Asumió diferentes roles en relación con los procesos administrativos y financieros hasta el año 2007. Entre 2008 y 2011, se desempeñó como Coordinadora de Procesamiento de SAP y como Jefa de Planificación y Control de Gestión. En 2012 fue nombrada Gerente de Tesorería. Fue Gerente del Departamento de Servicios Financieros en YPF S.A. entre junio de 2018 y agosto de 2021. Desde octubre de 2021 lidera proyectos de alto impacto enfocados en la optimización y automatización de gobierno corporativo.

Formación: Es Contadora Pública egresada de la Universidad de Morón, con distintos programas de especialización y un máster en Economía y Administración en ESEADE.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Mauricio Alejandro Martín

Posición actual: Director Suplente del Directorio y Vicepresidente Ejecutivo Midstream y Downstream de YPF S.A.

Otros cargos directivos: Miembro del directorio de VMOS S.A.

Experiencia: Se incorporó a YPF S.A. en 1997, desarrollando su carrera en diferentes áreas y roles de nuestro negocio de downstream, como Ingeniero de Procesos, Gerente de Producción, Gerente de CMAS, Gerente de Complejo Industrial, y Gerente de Planificación y Desarrollo Técnico. Desde junio de 2017 hasta mayo de 2020, se ha desempeñado como Gerente Ejecutivo de Logística. Entre mayo de 2020 y agosto de 2022, fue nuestro vicepresidente de Downstream. Entre septiembre de 2022 y febrero de 2023, se desempeñó como nuestro Vicepresidente de Servicios. También se desempeñó como vicepresidente de Tecnologías Digitales y Soluciones Transversales desde febrero de 2023 hasta diciembre de 2023, y como vicepresidente ejecutivo de Downstream desde diciembre de 2023 hasta enero de 2025.

Formación: Es Ingeniero Industrial de la Universidad Nacional de Cuyo, con varios programas de especialización del IAE Business School y un MBA de la UCEMA.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

María Martina Azcurra

Posición Actual: Directora Suplente y Gerente Ejecutiva B2B (Comercialización) de YPF S.A.

Cargos en otros directorios: Miembro del Directorio de Profertil y de Compañía Mega S.A.

Experiencia: Se incorporó a YPF S.A. en 1992 y desarrolló su carrera profesional en diferentes cargos en el área de Downstream Comercial hasta el año 2007, cuando fue nombrada Responsable de Soporte y Desarrollo Funcional dentro del área Económico-Administrativa Corporativa. De 2008 a 2010, se desempeñó como Gerente Corporativa de Estrategia, Planificación y Control de Gestión. Entre 2010 y 2017 asumió diferentes cargos directivos dentro del área de Downstream Comercial. De 2017 a 2020, fue Gerente de Recursos Humanos de la Vicepresidencia de Downstream. En 2020, fue designada como Directora Ejecutiva de Productos Químicos, posición que ocupó hasta enero de 2024.

Formación: Es Contadora Pública y Licenciada en Administración de la Universidad de Buenos Aires y posee un máster en Dirección de Empresas de la Universidad del Salvador.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Guillermo Gustavo Koenig

Posición actual: Director Suplente.

Cargos en otros directorios: No.

Experiencia: Se desempeñó como director financiero de Casino Magic Neuquén S.A., siendo responsable de la gestión financiera de la empresa y de la coordinación de áreas como auditoría interna, compras, administración y contabilidad. Fue asesor financiero de Argentina Gaming Group S.A. Fue director financiero de Crown Casinos S.A., coordinando el equipo de contabilidad, elaborando balances mensuales y anuales. Fue gerente de administración y finanzas de Bacs S.A. También fue presidente del Mercado de Concentración de la Provincia del Neuquén S.A. hasta diciembre de 2023. Desde diciembre de 2023 es Ministro de Economía, Producción e Industria de la Provincia del Neuquén.

Formación: Es Contador Público egresado de la Universidad Nacional del Comahue.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Carla Antonela Matarese

Posición actual: Directora Suplente.

Cargos en otros directorios: No.

Experiencia: Entre los años 2005 y 2007, trabajó en el Ministerio de la Producción de la Provincia de Chubut, como Asesora en la Gestión de Programas Financieros y Proyectos Especiales y como directora de Promoción al Desarrollo. Entre 2007 y 2009 se desempeñó como Subsecretaria de Recursos en la Municipalidad de Comodoro Rivadavia y como secretaria de Finanzas y Control de Gestión. Fue Asesora de Gobierno en Gestión Estratégica Organizacional en el Gobierno de la Provincia de Chubut entre 2011 y 2013. En 2018 trabajó como consultora para el diseño y comunicación del Plan de Gobierno de la campaña política municipal. Durante el 2021 se desempeñó como consultora externa en gestión administrativa con esquemas sindicales de salud de la ciudad de Puerto Madryn, así como consultora interna en la Sociedad Cooperativa Popular Limitada en planeación estratégica y gestión organizacional. Desde diciembre de 2023 se desempeña como Asesora de Gobierno en la Coordinación de Gabinete de la Provincia de Chubut, a cargo del diseño del Sistema de Gestión Gubernamental.

Formación: Es Licenciada en Administración de Empresas y Finanzas por la Universidad Argentina de la Empresa ("UADE").

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Hugo Eduardo Rodríguez

Posición actual: Director Suplente.

Cargos en otros directorios: No.

Experiencia: Cuenta con experiencia en la industria del petróleo y gas, habiendo gestionado empresas nacionales e internacionales de servicios petroleros. Se ha desempeñado como jefe de logística y almacenamiento entre 1986 y 1988, jefe de personal y jefe de recursos humanos entre 1993 y 1997 en Parker Drilling Services Americas S.R.L. y Rowan Drilling Argentina Inc. En 1995, fundó Memcap S.A., un proveedor de servicios de remediación de yacimientos petrolíferos y tierras. Asimismo, en 2011 adquirió Brest S.A., un proveedor de servicios de yacimientos petrolíferos. En 2014 fundó CODECO S.A., escuelas educativas digitales en las ciudades de Caleta Olivia, Pico Truncado y Las Heras. En 2018 fundó H.E.R.C. Energy S.A., una empresa que brinda soluciones para la remediación de hidrocarburos, y Santa Cruz Prevention S.A., empresa proveedora de ropa de trabajo para la industria petrolera.

Formación: Es técnico mecánico de la Escuela Nacional de Educación Técnica N°2 de Rosario, Provincia de Santa Fe.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Pamela Fernanda Verasay

Posición actual: Directora Suplente.

Otras direcciones: No.

Experiencia: Desde diciembre de 2015 hasta diciembre de 2021 se desempeñó como Senadora Nacional por la Provincia de Mendoza y ha formado parte de las comisiones de Legislación General; Economías Regionales, Economía Social, Micro, Pequeñas y Medianas Empresas; Economía Nacional e Inversión; Industria y Comercio; Minería, Energía y Combustibles; Ciencia y Tecnología, entre otros. Se desempeñó como Presidenta de la Comisión Bicameral Parlamentaria Mixta Argentina-Chile. Entre 2019 y 2021, se desempeñó como Primera Vicepresidenta del Senado de la Nación. Desde 2021 a la fecha, es Diputada Nacional por la Provincia de Mendoza y es miembro, entre otros, de los comités de Energía y Combustibles, Recursos Naturales y Conservación del Medio Humano, Legislación Laboral y Finanzas.

Formación: Es Contador Público egresado de la Universidad Nacional de Cuyo. Ha realizado una especialización en la Estructura Jurídica y Económica de la Regulación Energética y una maestría interdisciplinaria en Energía (tesis actualmente pendiente), ambas en el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética, Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Julio Alejandro Schiantarelli

Posición actual: Director Suplente.

Otras direcciones: No.

Experiencia: Se incorporó a YPF S.A. en 1977 en el área de ingeniería de yacimientos. También se desempeñó en el Área de Capacitación y Desarrollo. Fue nombrado Secretario General de la SUPeH Florencio Varela en 1984, reelecto hasta 1992. Ocupó diferentes cargos en SUPeH. Fue miembro de la Comisión de Arbitraje de la Confederación General de Trabajadores de la República Argentina ("CGT"), en representación de la SUPeH. Actualmente, se desempeña como Subsecretario de la SUPeH.

Formación: Es Licenciado en Relaciones Industriales por la UADE.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Al conocimiento de la Sociedad, ninguno de los directores y directores suplentes tiene relaciones familiares con miembros de la Primera Línea Gerencial u otros miembros del Directorio.

Prácticas del Directorio

La información provista a continuación describe las responsabilidades de nuestro Directorio.

De acuerdo con lo establecido en la LGS, los Directores tienen la obligación de cumplir sus deberes con la lealtad y diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores son solidaria e ilimitadamente responsables ante la Sociedad, nuestros accionistas y terceros por el incumplimiento de sus deberes, por la violación de la ley o de nuestro estatuto social y otras regulaciones aplicables y por los daños y perjuicios causados por su dolo, abuso de facultades o culpa. Nuestro estatuto social, las regulaciones aplicables y las resoluciones de las asambleas de accionistas pueden asignar deberes específicos a un director. En tales casos, la imputación de responsabilidad de un director se hará atendiendo a su actuación individual siempre que su designación y asignación de funciones resuelta por asamblea estuviera inscrita en la Inspección General de Justicia.

Únicamente los accionistas, a través de una asamblea de accionistas, podrán autorizar a los directores a participar en actividades que se encuentran en competencia con las actividades de la Sociedad. Están permitidas las transacciones o los contratos celebrados entre directores e YPF, en la medida en que se realicen en condiciones justas de mercado. Las transacciones que no cumplan con los requisitos antes mencionados sólo podrán realizarse con la aprobación previa del Directorio o, ante la falta de quórum en una reunión del Directorio, de la Comisión Fiscalizadora. Además, estas transacciones deben ser aprobadas posteriormente por nuestros accionistas en una asamblea general. En el caso que nuestros accionistas no hubiesen aprobado la transacción relevante, los directores o miembros de la Comisión Fiscalizadora que aprobaron dicha transacción, según sea el caso, serán solidaria e ilimitadamente responsables por cualquier daño y perjuicio causado a nosotros, y el acuerdo será nulo.

Un director con intereses personales que fueran contrarios a los de YPF S.A. con relación a cualquier materia deberá notificarlo al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora y se abstendrá de participar y votar sobre esas cuestiones. De lo contrario, dicho director podrá ser considerado responsable solidariamente ante YPF S.A. por los daños y perjuicios causados por sus actos y omisiones.

Un director no será responsable si, sin perjuicio de su presencia en la reunión en la cual se adoptó una resolución o aun teniendo conocimiento de dicha resolución, existiera un registro por escrito de su oposición a la resolución y si informara de su oposición a la Comisión Fiscalizadora antes de que se presente una demanda en su contra ante el Directorio, la Comisión Fiscalizadora, la Asamblea de Accionistas, el organismo gubernamental correspondiente o los tribunales. La responsabilidad de un director ante nosotros finaliza con la aprobación de su gestión, o por renuncia expresa o acuerdo por los accionistas, en una Asamblea General, siempre y cuando los accionistas que representaran al menos el 5% de nuestro capital accionario no tengan objeciones y su responsabilidad no resulte de una violación a las leyes, a nuestro estatuto social u otras regulaciones aplicables. La extinción de la responsabilidad de un director frente a la Sociedad no será efectiva en caso de liquidación forzosa o proceso de quiebra.

Como parte de su proceso continuo de mejora del gobierno corporativo de la Sociedad, el Directorio implementa un proceso de autoevaluación para cada ejercicio que abarca aspectos relacionados con el funcionamiento del Directorio en general, sus comités y sus miembros individualmente.

Con este proceso, el funcionamiento y efectividad del Directorio puede ser monitoreado regularmente, de acuerdo con las mejores prácticas de gobierno corporativo. Este también es un requisito del Panel de Gobierno Corporativo de ByMA, del cual la Sociedad es parte, y una recomendación de las normas de la CNV, y alineado a las Regulaciones de Cotización de NYSE.

El Directorio también puede encomendar a la Secretaría Corporativa la preparación e implementación de propuestas de mejora, basadas en los resultados obtenidos bajo el Plan de Mejora Continua de Gobierno Corporativo de la Sociedad.

Para obtener información acerca de las funciones del Directorio en ciberseguridad véase “Política de la Emisora—Ciberseguridad”.

Remuneración de los miembros del Directorio

La LGS dispone que la remuneración total pagada a los miembros del Directorio por cualquier concepto (incluidos los directores que actúan en carácter ejecutivo) y los miembros del Consejo de Vigilancia, si fuera aplicable, incluidos sueldos y otras remuneraciones por el desempeño de funciones técnico-administrativas de carácter permanente, con respecto a un ejercicio económico no puede exceder el 5% del resultado neto de dicho ejercicio si YPF S.A. no distribuye dividendos sobre dicho resultado neto. Si YPF S.A. distribuye resultados, el porcentaje se aumenta proporcionalmente hasta un 25% del resultado neto, basado en el monto de dichos dividendos, si fuesen pagados. La compensación anual de los Directores de YPF S.A. será determinada acorde con la práctica predominante en el mercado, y será propuesta por el Directorio en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas para su aprobación. Cuando el ejercicio de comisiones especiales o de funciones técnico-administrativas por parte de uno o más directores, y la reducción o la inexistencia de ganancias excedan los límites prefijados, sólo podrán hacerse efectivas tales compensaciones en exceso 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.

El Consejo de Vigilancia es una entidad de control regulada por la LGS, compuesta por accionistas de una compañía. A la fecha de este Prospecto, YPF S.A. no cuenta con un Consejo de Vigilancia, en tanto cuenta con una Comisión Fiscalizadora, conformada por síndicos, de acuerdo con lo requerido por la LGS.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, el importe total de la compensación total devengada a los miembros del Directorio de YPF y ejecutivos por los servicios prestados en ejercicio de sus funciones ascendió a Ps. 58.606 millones, sin incluir los pagos de seguridad social realizados por YPF S.A. requeridos por ley, pero incluyendo Ps. 30.306 millones en concepto de planes de compensación basados en acciones, de pensión y retiro o beneficios similares que YPF S.A. proporciona a los miembros de su Directorio y ejecutivos. Todas las compensaciones se determinan en la moneda de curso legal, que es el Peso argentino.

Además, como se ha indicado anteriormente, algunos de los directores pueden ser también empleados de YPF S.A. Por ello, incluimos una breve descripción de nuestros planes y programas de beneficios para empleados vigentes.

Los programas de compensación basados en el desempeño de YPF incluyen planes de bonificación por desempeño los cuales pretenden motivar y premiar a las personas por el logro de los objetivos anuales del negocio. La Compañía cuenta con programas de beneficios a corto plazo que alcanzan a ciertos empleados de la Compañía y son cancelados en efectivo. Principalmente se basan en el cumplimiento de objetivos de vicepresidencia y de unidad pudiendo incrementarse en función del desempeño individual. Se determinan a partir de la remuneración de cada empleado, la cantidad de salarios asignados por categoría y el nivel de cumplimiento alcanzado de los objetivos mencionados. A partir de 2024 se implementó una nueva compensación variable por los resultados la Compañía ("CVR"), que se pagará siempre que estos resultados sean positivos.

Desde 2013, YPF S.A. ha implementado un plan de beneficios basado en acciones el cual (i) fomenta la alineación del desempeño del personal clave con los objetivos de la estrategia de YPF S.A., (ii) genera una relación clara y directa entre la creación de valor para los accionistas y la remuneración del personal clave, recompensándolos por el logro de los resultados a largo plazo que se reflejan en el precio de las acciones y (iii) ayuda en la retención del personal clave dentro de YPF S.A. Adicionalmente, en abril de 2024, la Compañía adoptó el "Plan de Generación de Valor", que es un programa de remuneración a largo plazo para los miembros elegibles de la gerencia de YPF con el objetivo de incentivar resultados extraordinarios en el largo plazo y retener a empleados clave. Para más información, consulte las Notas 2.b.11) y 38 a los Estados Financieros Consolidados Auditados y "Información sobre los Directores, Gerencia de la Primera Línea, miembros del órgano de fiscalización, miembros del Comité de Auditoría y asesores—Adquisición de acciones propias".

Los ejecutivos que también se desempeñan como miembros del Directorio de la Sociedad pueden tener derecho a los programas antes mencionados (con ciertas excepciones), las cuales estarán sujetas a las limitaciones descriptas anteriormente en esta sección.

Ninguno de los miembros no empleados de nuestro Directorio es parte en ningún contrato de servicio con nosotros o cualquiera de nuestras subsidiarias que brinde beneficios a la terminación de su cargo.

Comités del Directorio

El Directorio de YPF ha establecido los siguientes comités: el Comité de Auditoría, el Comité de Asuntos Legales e Institucionales, el Comité de Riesgos y Sustentabilidad, el Comité de Estrategia y Transformación, el Comité de Nombramientos y Remuneraciones y el Comité de Transparencia. Estos comités informan periódicamente de sus actividades al Directorio.

El siguiente cuadro presenta un resumen de la composición de los comités integrados por Directores a la fecha de este Prospecto:

Miembro	Comités					Miembro desde ⁽¹⁾
	Auditoría	Asunto Legales e Institucionales	Riesgos y Sustentabilidad	Estrategia y Transformación	Nombramientos y Remuneraciones	
Eduardo Alberto Ottino ⁽²⁾	●		●	●	●	2024
Omar Gutiérrez	●	●	●			2023
César Rodolfo Biffi	●		●	●		2024
Eduardo Javier Rodríguez Chirillo		●	●			2025
Horacio Daniel Marín		●		●	●	2023
José Rolandi		●			●	2023
Guillermo Alberto Francos ⁽³⁾				●		2024

- Presidente de Comité
- Miembro del Comité.

(1) Los miembros del Comité de Auditoría han sido designados para un mandato de 1 ejercicio fiscal que finalizó el 31 de diciembre de 2024, pero permanecen en el cargo hasta que el Directorio designe a los miembros del Comité, mientras los miembros del resto de los comités han sido designados para un mandato de 3 ejercicios fiscales que finaliza el 31 de diciembre de 2026, pero permanecen en el cargo hasta que la próxima Asamblea de Accionistas designe al Directorio.

(2) Designado como el "Experto Financiero del Comité de Auditoría" por el Directorio, de conformidad con las normas y regulaciones de la SEC.

(3) Director por las acciones Clase A.

A continuación, se describen con más detalle las actividades y las funciones de los comités.

El Comité de Auditoría

La Ley de Mercado de Capitales, descripta en “Información del mercado”, y el Artículo 15, Sección V, Capítulo III, Título II de la norma de CNV requieren que las sociedades anónimas designen un Comité de Auditoría integrado por al menos 3 miembros del Directorio y la mayoría de sus miembros deben ser directores independientes. El reglamento del Comité de Auditoría establece la composición y el reglamento para el funcionamiento del Comité de Auditoría de acuerdo con la legislación aplicable. Los directores ejecutivos de la Sociedad no están autorizados a formar parte del Comité de Auditoría.

Véase “Información sobre los Directores, Gerencia de la Primera Línea, miembros del órgano de fiscalización, miembros del Comité de Auditoría y asesores—Independencia de los miembros de nuestro Directorio y del Comité de Auditoría”.

Actividades del Comité de Auditoría

El Comité de Auditoría debe apoyar al Directorio en sus deberes, como los siguientes:

- Supervisa periódicamente el funcionamiento de los sistemas de control interno sobre nuestros sistemas de reportes financieros y del sistema administrativo-contable, así como la confiabilidad de este último, y de la información financiera, información de reservas de hidrocarburos y otra información relevante comunicada a la CNV y a los mercados, en cumplimiento el régimen de información aplicable.
- Emite su opinión sobre la propuesta del Directorio para el nombramiento del auditor externo de la Sociedad, y vela por su independencia.
- Supervisa la aplicación de las políticas de información sobre la gestión de riesgos de la Sociedad.
- Brinda al mercado información completa sobre transacciones en las que existe un conflicto de interés con miembros de los órganos sociales o accionistas mayoritarios.
- Opina sobre la razonabilidad de las propuestas del Directorio con respecto a los honorarios y a los planes de opción sobre acciones para los directores y administradores de la Sociedad.
- Verifica el cumplimiento de las regulaciones aplicables con respecto a cuestiones relacionadas al comportamiento en los mercados de acciones.
- Asegura que el Código de Ética interno cumpla con los requisitos legales y sea adecuado para la Sociedad.

Reuniones

El Comité de Auditoría, conforme a sus regulaciones, debe reunirse la cantidad de veces que sean necesarias, y como mínimo una vez por trimestre. Desde el 8 de mayo de 2024 hasta el 28 de marzo de 2025, el Comité de Auditoría celebró 11 reuniones formales.

Información financiera y económica

Con la valoración del Chief Financial Officer (“CFO”) y considerando el trabajo realizado por nuestros auditores externos e internos, el Comité de Auditoría analiza los estados financieros consolidados anuales y trimestrales (para efectos legales, legales y reglamentarios presentados ante la CNV) antes de ser presentados al Directorio. El Comité de Auditoría revisó nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2024 y la información comparativa, presentado ante la CNV el 10 de marzo de 2025.

Asimismo, debido a que nuestras acciones se negocian en la NYSE, conforme a las leyes estadounidenses, debemos incluir nuestra información financiera anual en el Formulario 6-K, el cual fue presentado ante la SEC el 14 de marzo de 2025.

Supervisión del sistema de control interno

Nuestro sistema de control interno sobre la presentación de información financiera está alineado con los requisitos establecidos por la Sección 404 de la Ley Sarbanes-Oxley de los Estados Unidos. Esta regulación establece, entre otros requisitos, que junto con la auditoría anual, nuestro Directorio deberá presentar un informe con relación al diseño, mantenimiento y evaluación periódica del sistema de control interno sobre el sistema de presentación de información financiera, junto con un informe de nuestro auditor externo. Varios de nuestros departamentos se ocupan de esta actividad, incluyendo el departamento de auditoría interna.

Relación con los auditores internos

El Comité de Auditoría supervisa el progreso de la auditoría interna anual, que tiene como objetivo identificar los riesgos críticos, supervisar nuestro sistema de control interno sobre nuestros reportes financieros y garantizar que sean suficientes, adecuados y eficientes.

Durante el año, el Comité de Auditoría es informado por nuestro auditor interno de los hechos y recomendaciones más relevantes derivados de su trabajo y del estado de las recomendaciones emitidas.

Relaciones con los auditores externos

El Comité de Auditoría mantiene una interacción estrecha con los auditores externos, lo que le permite llevar a cabo un análisis detallado de los aspectos relevantes de la auditoría de los estados financieros y obtener información detallada sobre la planificación y los avances del trabajo.

Asimismo, el Comité de Auditoría evalúa los servicios prestados por nuestros auditores externos, determina si se cumple la condición de independencia de los auditores externos, de acuerdo con lo requerido por las leyes aplicables, y monitorea el desempeño de los auditores externos a fin de asegurar que sea satisfactorio.

A la fecha de este Prospecto, y conforme al proceso de evaluación detallado en el párrafo precedente, el Comité de Auditoría no tuvo objeciones a la designación de Deloitte & Co. S.A. como nuestros auditores externos por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025.

Reportes

A la fecha de este Prospecto, reportan al Comité de Auditoría, el Auditor Interno, Javier Horacio Fevre, el Auditor de Reservas, Raúl Alberto Stoeff Belkenoff, y la Chief Compliance Officer, María de las Mercedes Archimbal.

A continuación, se detalla un resumen de la experiencia profesional de quienes reportan al Comité de Auditoría. La experiencia profesional de Javier Horacio Fevre y Raúl Alberto Stoeff Belkenoff se detalla en el apartado de “Información sobre los Directores, Gerencia de la Primera Línea, miembros del órgano de fiscalización, miembros del Comité de Auditoría y asesores—Comités del Directorio—El Comité de Transparencia”.

María de las Mercedes Archimbal

Fecha de nacimiento: 29 de octubre de 1982.

Posición actual: Chief Compliance Officer (“CCO”).

Otras actividades: No.

Acciones en YPF: Posee menos del 1% de acciones Clase D.

DNI y CUIL: DNI N° 29.904.030, CUIL N° 27-29904030-0.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Experiencia: Entre 2006 y 2020 se ha desempeñado en diversas posiciones en los sectores público y privado relacionados control y rendición de cuentas gubernamental, políticas públicas, gobernanza corporativa, ética, transparencia e integridad. Es miembro del Programa de Visitantes Internacionales para el Liderazgo (“IVLP”) del Departamento de Estado de los Estados Unidos en rendición de cuentas en materia de Transparencia Gubernamental. Ha sido ponente en diferentes congresos nacionales e internacionales en compliance, transparencia, integridad y ética, rendición de cuentas y políticas públicas, y también es autora de varios artículos sobre estos temas. Desde mayo de 2021 es la Chief Compliance Officer de YPF S.A., y también tiene a su cargo los Programas de Compliance de algunas de las afiliadas de YPF tales como YPF Gas, AESA, OPESSA, Y-TEC, YPF Brasil, YPF Chile y Fundación YPF. Es miembro del Comité de Diversidad de YPF S.A. y preside el Subcomité de Violencia Doméstica de la Compañía. Preside la Comisión de Compliance del IAPG y fue designada como Corporate Counsel Forum Liaison Officer del Subcomité de Compliance del Comité Anticorrupción de la International Bar Association, cargo que ocupó hasta diciembre de 2024. También se desempeñó como copresidenta del Integrity & Compliance Task Force del B20 Brasil 2024.

Formación: Es Abogada de la Universidad Católica Argentina, posee un máster en Relaciones y Negociaciones Internacionales de la Universidad de San Andrés y de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (“FLACSO”), posee un máster en Relaciones Económicas Internacionales de la Universidad de Barcelona, y un máster en Administración y Políticas Públicas de la Universidad de San Andrés. Posee una diplomatura en petróleo y gas de la Universidad Austral. Está certificada como Leadership Professional in Ethics & Compliance por la Ethics & Compliance Initiative. Posee un certificado en Sustentabilidad Corporativa por la Universidad de Yale.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

El Comité de Asuntos Legales e Institucionales

Entre sus principales funciones, el Comité de Asuntos Legales e Institucionales es responsable de la supervisión de la administración y el análisis de la estrategia de litigio de las principales controversias previas a los juicios, arbitrales y judiciales en las que YPF S.A. es parte, entre otros asuntos.

El Comité de Riesgos y Sustentabilidad

Las principales funciones del Comité de Riesgos y Sustentabilidad son establecer las políticas de gestión integral del riesgo empresarial y monitorear su adecuada implementación; identificar y evaluar los principales factores de riesgos que son específicos de la Sociedad y/o su actividad; y monitorear los riesgos e implementar las acciones de mitigación correspondientes, entre otras funciones.

El Comité de Estrategia y Transformación

Las principales funciones del Comité de Estrategia y Transformación son, entre otras, debatir cuestiones relacionadas con la estrategia de mediano y largo plazo de la Sociedad; actuar como enlace entre el Directorio y el Comité Ejecutivo de Dirección (la Primera Línea Gerencial), con el fin de facilitar y agilizar el tratamiento interno de las estrategias globales de desarrollo de los negocios de la Sociedad; y resolver, ante situaciones imprevistas o de emergencia cuando sea imposible concretar una reunión de Directorio, la aprobación de las operaciones y/o gestiones necesarias de la Sociedad, sujeto a la ratificación del Directorio.

El Comité de Nombramientos y Remuneraciones

El Comité de Nombramientos y Remuneraciones tendrá injerencia en la revisión y aprobación de políticas de aplicación general en materia de Compensaciones y Beneficios, y de Gestión del Talento, a fin de asegurar la captación, desarrollo, compromiso y retención del talento humano de la Sociedad. En particular, será responsable de decisiones en materia de compensaciones y designaciones sobre las posiciones de Gerente General (CEO) y su primer nivel de reporte y otro personal, incluyendo las de Auditor Interno y Auditor de Reservas, debiendo someter las decisiones a la aprobación del Directorio y/o Asamblea de Accionistas de la Sociedad, si así fuera requerido por las normas aplicables.

El Comité de Transparencia

Las principales funciones del Comité de Transparencia son:

- Monitorear el cumplimiento general de las reglas y principios de actuación de voluntaria aplicación, especialmente con relación a sociedades que cotizan en bolsa y su gobierno corporativo.
- Dirigir, establecer y mantener procedimientos para la elaboración de información de carácter financiera y contable que debamos aprobar y registrar o que se comunique en forma general a los mercados.
- Dirigir, establecer y mantener sistemas de control interno sobre nuestros reportes financieros adecuados y eficientes a fin de asegurar que nuestros estados financieros incluidos en los informes anuales y trimestrales, como así también cualquier información de carácter contable y financiera a ser aprobada y registrada por nosotros, sean precisos, confiables y claros.
- Identificar los riesgos más significativos de nuestros negocios y actividades que pudieran afectar la información contable y financiera que debemos aprobar y registrar.
- Asumir las funciones que, conforme a las leyes de los Estados Unidos y a las reglas de la SEC, nos sean aplicables y que puedan ser asumidas por el Comité de Transparencia u otro comité interno de una naturaleza similar, especialmente aquellas actividades relacionadas con las reglas de la SEC de fecha 29 de agosto de 2002 ("Certificación de Transparencia en los Informes Trimestrales y Prospectos de las Sociedades" ("*Certification of Disclosure in Companies' Quarterly and Prospectus*"—SEC Release number 33-8124), con relación al respaldo para la certificación por parte de nuestro Gerente General (CEO) y Director Económico Financiero (CFO) sobre la existencia y el mantenimiento por nuestra parte de procedimientos y controles adecuados referentes a la elaboración de la información a ser incluida en su reporte anual incluido en el Formulario 20-F, y otra información de carácter financiero.
- Asumir funciones similares a las previstas en las reglas de la SEC para un comité de transparencia en relación a la existencia y el mantenimiento por nuestra parte de procedimientos y controles adecuados referentes a la elaboración y al contenido de la información a ser incluida en los estados financieros, y cualquier información de carácter contable o financiero a ser registrada ante la CNV y otras entidades reguladoras de los mercados de valores en los cuales se negocian nuestras acciones.
- La elaboración de propuestas para un reglamento interno de conducta en los mercados de valores que se ajusten a las normas y reglas aplicables o a cualquier otra norma que se considere conveniente.

Asimismo, el Comité de Transparencia revisa y supervisa nuestros procedimientos para la elaboración y el registro de:

- Notificaciones oficiales a la SEC, las autoridades del mercado de valores argentino y otras entidades reguladoras de los mercados de valores en los cuales se negocian nuestras acciones.
- Informes financieros de períodos anuales y trimestrales.
- Comunicaciones de prensa que contengan información de carácter financiero sobre los resultados, ganancias, grandes adquisiciones, desinversiones u otra información relevante para los accionistas.
- Comunicaciones generales a los accionistas.
- Presentaciones a analistas, inversores, agencias calificadoras e instituciones de préstamo.

A la fecha de este Prospecto, el Comité de Transparencia está integrado por las siguientes personas (véase “Información sobre los Directores, Gerencia de la Primera Línea, miembros del órgano de fiscalización, miembros del Comité de Auditoría y asesores—Primera Línea Gerencial”):

Nombre	Cargo en el Comité de Transparencia		Información personal			
	Cargo	Miembro desde ⁽¹⁾	Fecha de nacimiento	Acciones en YPF	DNI	CUIL
Horacio Daniel Marín	CEO	2024	8 de mayo de 1963	Si ⁽⁴⁾	16.260.926	20-16260926-3
Federico Barroetaveña ⁽²⁾	CFO	2023	17 de abril de 1965	Si ⁽⁴⁾	17.482.838	20-17482838-6
Matías Osvaldo Farina	Vicepresidente Ejecutivo de Upstream	2023	16 de febrero de 1973	Si ⁽⁴⁾	23.127.023	20-23127023-0
Santiago Martínez Tanoira	Vicepresidente Ejecutivo de LNG y Gas Integrado	2016	6 de septiembre de 1972	Si ⁽⁴⁾	22.962.398	20-22962398-3
Mauricio Alejandro Martín	Vicepresidente Ejecutivo de Midstream y Downstream	2020	29 de julio de 1971	Si ⁽⁴⁾	22.075.717	20-22075717-0
Andrés Marcelo Scarone	Vicepresidente de Nuevas Energías	2025	5 de julio de 1969	Si ⁽⁴⁾	20.911.518	20-20911518-3
Maximiliano Pedro Westen	Vicepresidente de Estrategia, Nuevos Negocios y Control de Gestión	2023	31 de enero de 1979	Si ⁽⁴⁾	27.182.141	20-27182141-8
Walter Ariel Actis	Vicepresidente de Supply Chain	2023	7 de diciembre de 1973	Si ⁽⁴⁾	23.534.321	20-23534321-6
Gustavo María Gallino	Vicepresidente de Infraestructura	2023	10 de agosto de 1959	No	13.593.521	20-13593521-3
Guillermo Andrés Pitrelli	Vicepresidente de Calidad, Ambiente y Seguridad	2023	5 de junio de 1977	Si ⁽⁴⁾	25.931.860	20-25931860-3
Alejandro Luis Wyss	Vicepresidente de Tecnología	2023	20 de junio de 1968	Si ⁽⁴⁾	20.360.217	20-20360217-1
Germán Vito Fernández Lahore ⁽³⁾	Vicepresidente de Servicios Jurídicos	2015	19 de septiembre de 1968	Si ⁽⁴⁾	20.231.807	20-20231807-0
Guillermo José Garat	Vicepresidente de Relaciones Institucionales, Comunicación y Marketing	2023	8 de marzo de 1978	Si ⁽⁴⁾	26.407.956	20-26407956-0
Lisandro Deleonardis	Vicepresidente de Asuntos Públicos	2023	1 de abril de 1974	Si ⁽⁴⁾	23.903.570	20-23903570-2
Florencia Tiscornia	Vicepresidenta de Personas y Cultura	2021	28 de mayo de 1974	Si ⁽⁴⁾	23.969.051	27-23969051-9
Marcelo Gustavo Aldeco	Vicepresidente de Relaciones Laborales	2023	23 de noviembre de 1975	Si ⁽⁴⁾	24.616.619	20-24616619-7
Javier Horacio Fevre	Auditor Interno	2012	24 de mayo de 1965	Si ⁽⁴⁾	17.333.090	20-17333090-2
Raúl Alberto Stoeff Belkenoff	Auditor de Reservas	2023	18 de julio de 1964	Si ⁽⁴⁾	16.872.086	20-16872086-7

- (1) No se ha especificado fecha de expiración del cargo cuando fueron designados. Indica la fecha en que la persona fue designada miembro del Comité de Transparencia por primera vez de forma ininterrumpida, independientemente de los distintos cargos que haya podido desempeñar.
- (2) Presidente del Comité de Transparencia.
- (3) Secretario del Comité de Transparencia.
- (4) Al 10 de marzo de 2025, la persona posee menos del 1% de nuestras acciones Clase D.

Intereses comerciales externos y experiencia de los miembros del Comité de Transparencia

Federico Barroetaveña

Posición actual: CFO de YPF S.A.

Otras actividades: Miembro del Directorio de VMOS S.A. y del Directorio de Instituto Argentino de Ejecutivos de Finanzas (“IAEF”).

Experiencia: Se incorporó al Grupo Techint en 1985 ocupando diferentes posiciones en México, Estados Unidos y Argentina, lo cual le dio una vasta experiencia en áreas de finanzas, desarrollo de negocios y contabilidad. Ocupó el cargo de CFO en Techint Engineering and Construction S.A. entre 2017 y 2023 a cargo de administración, finanzas y TI. Previo a eso, se desempeñó como Director de Finanzas en Tenaris S.A., contribuyendo activamente a las estrategias financieras que apoyaron las operaciones globales, fusiones y adquisiciones de la compañía por 10 años.

Formación: Es Contador Público egresado en 1987 de la Universidad de Buenos Aires y completó su formación ejecutiva en las Universidades de Harvard y de Wharton.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Matías Osvaldo Farina

Posición actual: Vicepresidente Ejecutivo de Upstream de YPF S.A.

Otras actividades: No.

Experiencia: Inició su Carrera en Tecpetrol S.A. en 1997 como Company-Man de Perforación y Terminación en Neuquén, Mendoza, Tartagal, Comodoro Rivadavia y en Bolivia y desarrolló su carrera como Gerente Corporativo, Director y Vicepresidente de Perforación, Terminación, Workover y Pulling en Tecpetrol S.A. entre diciembre de 2008 y diciembre de 2023.

Formación: Es Ingeniero en petróleo egresado del ITBA y posee una maestría en Ingeniería de la Universidad de Texas A&M.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Andrés Marcelo Scarone

Posición actual: Vicepresidente de Nuevas Energías de YPF S.A.

Otras actividades: No.

Experiencia: Cuenta con más de 30 años de experiencia en YPF S.A. Dentro del sector petrolero, lideró operaciones en Argentina y en América Latina. Trabajó durante 12 años fuera de Argentina: en Lima, Quito y Guayaquil, donde estuvo a cargo de las operaciones de retail de la compañía.

Desde 2010 se encuentra en Argentina, donde encabezó la Gerencia Ejecutiva Comercial de YPF S.A. y luego la Gerencia Ejecutiva de Trading. Se desempeñó como Gerente General de Mega desde junio de 2020 hasta diciembre de 2024.

Formación: Es Ingeniero industrial, egresado de la Universidad Católica Argentina ("UCA") con especialización en el Massachusetts Institute of Technology donde realizó el Advanced Study Program Fellow, y de la Universidad de Piura (Perú), donde realizó el Programa de Desarrollo Gerencial.

Maximiliano Pedro Westen

Posición actual: Vicepresidente de Estrategia, Nuevos negocios y Control de gestión de YPF S.A.

Otras actividades: No.

Experiencia: Trabajó durante 10 años en Tecpetrol S.A. en diferentes posiciones, tales como Desarrollo de negocios y planeamiento corporativo en Argentina y Estados Unidos. Se unió a YPF S.A. en 2016 como Gerente de Desarrollo de Negocios hasta 2019. Desde 2020 hasta 2022 se desempeñó como Gerencia de Estrategia Corporativa de YPF S.A. En 2023, se desempeñó como Gerente Ejecutivo para el Proyecto de GNL hasta diciembre de 2023.

Formación: Es ingeniero industrial, egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Walter Ariel Actis

Posición actual: Vicepresidente de Supply Chain de YPF S.A.

Otras actividades: Presidente del Directorio de AESA e Y-TEC.

Experiencia: Inició su carrera en el Grupo YPF como Gerente General (CEO) de AESA entre septiembre 2018 y diciembre 2020. Entre 2021 y 2022 se desempeñó como Gerente Departamental de Supply Chain. Comenzó su carrera profesional en Schlumberger donde ocupó diversas posiciones tales como Gerente de Operaciones para Argentina, Chile, Colombia, Perú y Ecuador. Fue Gerente de Personal de Perforación y Medición a nivel mundial en Houston, Vicepresidente de Artificial Lift para América Latina, CEO para Schlumberger Argentina, Bolivia y Chile y Director Comercial del Grupo de Perforación a nivel mundial en Londres. Durante 2023 se desempeñó como Gerente Ejecutivo de Proyectos Críticos reportando al CEO de YPF S.A. hasta diciembre de 2023. Fue nuestro vicepresidente de Supply Chain y Servicios desde diciembre de 2023 a enero de 2025.

Formación: Es ingeniero electrónico egresado de la Universidad Nacional de Córdoba.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Gustavo María Gallino

Posición actual: Vicepresidente de Infraestructura de YPF S.A.

Otras actividades: Director y Presidente de VMOS S.A.

Experiencia: Cuenta con más de 40 años de experiencia en la industria de la ingeniería y la construcción de proyectos de Petróleo y Gas y Energía. Inició su carrera profesional en el Grupo Perez Companc como Vicepresidente de SADE, Unidad de Negocio Venezuela. Se incorporó a Techint Engineering and Construction S.A. en 2001 como Gerente General en Venezuela, en 2004 estuvo a cargo de la Dirección Comercial para Sudamérica. Entre 2008 y 2016 fue Gerente General del Área Norte de Techint Engineering and Construction S.A. a cargo de las operaciones en México, USA y Centroamérica. Se desempeñó como Presidente del Área Sur de Techint Engineering and Construction S.A. en Argentina, Uruguay, Bolivia y Paraguay entre marzo de 2016 y diciembre de 2023.

Formación: Es Ingeniero en construcciones e Ingeniero civil egresado de la Universidad Nacional de La Plata.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Guillermo Andrés Pitrelli

Posición actual: Vicepresidente de Calidad, Ambiente y Seguridad de YPF S.A.

Otras actividades: No.

Experiencia: Ingresó a YPF en 2002 y desarrolló su carrera en distintas áreas y funciones del segmento de Upstream, como Ingeniero de Yacimiento e Ingeniero de Producción en las áreas El Guadal y Los Perales, Jefe de Ingeniería de Producción en el área Los Perales, Gerente de Activos en el área Manantiales Behr, Director de la Unidad Económica Chubut y de la Unidad de Negocios Chubut, Gerente de Negocio Mendoza Norte y Gerente Ejecutivo de Producción Upstream. Se desempeñó como Gerente Regional en la región Oeste en la Vicepresidencia de Upstream Convencional desde julio 2020 hasta diciembre 2023.

Formación: Es Ingeniero Mecánico egresado de la Universidad Nacional de La Plata.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Alejandro Luis Wyss

Posición actual: Vicepresidente de Tecnología de YPF S.A.

Otras actividades: Director de YPF Digital S.A.U.

Experiencia: Tiene una vasta experiencia en el sector de tecnologías de la información, habiéndose desempeñado en cargos gerenciales en los últimos 20 años en empresas de alta complejidad tecnológica. Inició su carrera profesional en 1990 en Banelco S.A. en la unidad de negocios de cajeros automáticos y pagos electrónicos. En 1995 se unió a Red Link S.A. ocupando a partir del 2000 la Gerencia de Sistemas donde lideró la transformación digital en sistemas de gran escala y supervisó el desarrollo y expansión de la infraestructura de cajeros automáticos, la banca electrónica por Internet, la compensación de cheques y transferencias para todo el país. Desempeñó el cargo de Director de Tecnología en BYMA y Caja de Valores S.A. desde 2007 y hasta 2022.

Formación: Es Licenciado en Sistemas egresado de la facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires y ha cursado estudios en Administración de Empresas en la Facultad de Ciencias Económicas de la misma universidad.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Germán Vito Fernández Lahore

Posición actual: Vicepresidente de Servicios Jurídicos y Secretario del Comité de Transparencia.

Otras actividades: No.

Experiencia: Es nuestro Vicepresidente de Servicios Jurídicos desde diciembre de 2015. Previo a su ingreso en YPF, se desempeñó como abogado del Estudio Beccar Varela y como asociado extranjero del Estudio Haynes and Boone, LLP en Dallas, Texas. Se incorporó a la compañía en 2002 y ocupó el cargo de Gerente de Asuntos Legales de Exploración y Producción y Gerente de Asuntos Legales de Upstream. Es profesor de derecho en la Universidad Torcuato Di Tella para el programa de Derecho y Energía: hidrocarburos, y en la Universidad Austral para la Diplomatura en Derecho de los Hidrocarburos y de la Energía. Es miembro del Consejo Académico de la Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM). Se especializa en Derecho Corporativo, Fusiones y Adquisiciones, derecho de Energía, derecho de Petróleo y Gas Natural, derecho de Minería y Tributación de los Recursos Naturales y Financiamiento.

Formación: Obtuvo el título de abogado de la Universidad de Buenos Aires y participó en la Academy for American and International Law, Southwestern Legal Foundation, Dallas, Texas y obtuvo el diploma Derecho del Petróleo y Gas de la Universidad de Buenos Aires. Como becario Chevening obtuvo una maestría en Leyes y Políticas de los Recursos Naturales en el Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy (Universidad de Dundee, Escocia, Reino Unido). También posee una Especialización en Derecho Tributario obtenida en la Universidad Austral y completó el Programa de Desarrollo Directivo de la escuela de negocios IAE.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Guillermo José Garat

Posición actual: Vicepresidente de Relaciones Institucionales, Comunicación y Marketing de YPF S.A.

Otras actividades: Director y Presidente de YPF Digital S.A.U. y Fundación YPF

Experiencia: Trabajó en el periódico de negocios El Cronista Comercial y es miembro del Consejo Profesional de Relaciones Públicas. Se dedicó a la producción en distintos medios de contenido tales como gráfica, radio y televisión. Es experto en comunicación institucional y política, trabajando de manera activa en Argentina, México, Estado Unidos, Brasil y otros países. Desde 2001 impulsó la creación de varias empresas de servicios de consultoría y encuestadoras, además de fundar otras vinculadas al rubro inmobiliario y alimenticio como emprendedor. Es nuestro Vicepresidente de Relaciones Institucionales, Comunicación y Marketing desde diciembre 2023.

Formación: Estudió Economía en la Universidad Católica Argentina.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Lisandro Deleonardis

Posición actual: Vicepresidente de Asuntos Públicos de YPF S.A.

Otras actividades: No.

Experiencia: Inició su carrera en el Grupo Techint en 1993 en donde ocupó diferentes cargos en el ámbito de Relaciones Institucionales para Argentina (Neuquén), Colombia, Ecuador, Perú, Venezuela, Centroamérica y El Caribe para diferentes sociedades del grupo. Se desempeñó como Director Senior de Relaciones Institucionales de Petróleo y Gas, Ingeniería y Construcción y Servicios para Techint S.A. entre 2017 y 2023, siendo responsable de las relaciones institucionales y gubernamentales para Tecpetrol S.A., Techint Engineering and Construction S.A. y compañías de Servicio. Fue miembro del Consejo Directivo de la Cámara de Exportadores de la República Argentina, de la Unión Industrial de la Provincia de Buenos Aires, de la Cámara de Comercio Argentino-China, Vicepresidente de la Cámara de Comercio Argentino-Mexicana. Es Presidente del Departamento de Relaciones Internacionales de la Cámara Argentina de la Construcción y Vicepresidente Primero de la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos -CEPH- (Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos). Es nuestro Vicepresidente de Asuntos Públicos desde diciembre 2023.

Formación: Obtuvo el título de Licenciado en Comercio Internacional en la UADE y tiene una formación en Negociaciones Internacionales en la Universidad Internacional de Florida.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Florencia Tiscornia

Posición actual: Vicepresidenta de Personas y Cultura de YPF S.A.

Otras actividades: Miembro del Directorio de Metrogas S.A.

Experiencia: Se incorporó a YPF en 2012 y hasta 2013, se desempeñó como responsable de Gestión de Talento, y de 2013 a 2020 se desempeñó como Gerente de Recursos Humanos, Compensaciones y Procesos. Entre 2017 y 2020 manejó el Departamento del Centro de Experiencia en Recursos Humanos. Desde julio de 2020 se desempeñó como Gerente Ejecutiva de Recursos Humanos del negocio de Downstream. Es nuestra Vicepresidenta de Personas y Cultura desde julio de 2021, y es la Presidenta del Comité de Diversidad de YPF. Es profesora de Talento y Liderazgo en Universidad de Belgrano y UCEMA. Tiene amplia experiencia en recursos humanos adquirida en diversas industrias, incluyendo TI, servicios financieros, consumo masivo y petróleo y gas.

Formación: Es Licenciada en Economía, graduada en la Universidad del Salvador, con un título de posgrado en Liderazgo y Coaching de la Universidad de Belgrano y un MBA de UCEMA.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Marcelo Gustavo Aldeco

Posición actual: Vicepresidente de Relaciones Laborales de YPF S.A.

Otras actividades: No.

Experiencia: Se desempeñó como Gerente Departamental de Relaciones Laborales para todo el Grupo YPF desde octubre 2017 hasta diciembre 2023. Anteriormente ocupó diferentes posiciones dentro de la función de Relaciones Laborales en segmento de Upstream. Es nuestro Vicepresidente de Relaciones Laborales desde diciembre de 2023.

Formación: Es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires y posee un Máster en Derecho del Trabajo y Seguridad Social de la Universidad de Valencia.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Javier Horacio Fevre

Posición actual: Auditor Interno de YPF S.A.

Otras actividades: No.

Experiencia: Se ha desempeñado en diversas posiciones a lo largo de su carrera, incluyendo auditor en la Auditoría General de la Nación, asesor del Síndico General adjunto en la Sindicatura General de la Nación, Auditor Interno adjunto en el Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto y Coordinador General de Auditoría Interna de Aerolíneas Argentinas S.A. Es nuestro Auditor Interno desde septiembre de 2012.

Formación: Es Contador Público graduado de la UADE.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Raúl Alberto Stoeff Belkenoff

Posición Actual: Auditor de Reservas de YPF S.A.

Otras actividades: No.

Experiencia: Se unió a YPF en 1998 como Coordinador Regional de IOR, luego de 8 años de experiencia como Ingeniero de Reservorio para la cuenca de Golfo San Jorge. Luego se desempeñó como Jefe de Ingeniería en Las Heras en la Provincia de Santa Cruz. Ocupó diversos cargos en nuestro negocio de Upstream, incluyendo Jefe del Distrito Escalante-El Trébol, Jefe de Planificación, Gerente del bloque Lomita y Jefe de Reservas de las cuencas Neuquina y Cuyana. Ingresó al equipo de Auditoría de Reservas en 2009 como Gerente del equipo de Auditoría de varios bloques. Es nuestro Auditor de Reservas desde enero de 2023.

Formación: Es Ingeniero Electricista egresado de la Universidad Nacional de La Plata. Tiene una maestría en administración de empresas de la Escuela Internacional de Negocios y cursó el Programa de Desarrollo Ejecutivo en el IAE Business School.

Domicilio especial: Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Al conocimiento de la Sociedad, ninguno de los miembros del Comité de Transparencia tiene relaciones familiares con miembros de la Primera Línea Gerencial u miembros del Directorio.

Primera Línea Gerencial

En su reunión del 5 de diciembre de 2024, el Directorio de YPF S.A. aprobó los siguientes cambios en la estructura organizativa de Primer Nivel de YPF S.A. con reporte al CEO, con efectos a partir del 1 de enero de 2025:

- Se reconfirmó la Vicepresidencia Ejecutiva de Gas y Energía como Vicepresidencia Ejecutiva de LNG y Gas Integrado, a cargo de Santiago Martínez Tanoira.
- Se reconfirmó la Vicepresidencia Ejecutiva Downstream como Vicepresidencia Ejecutiva de Midstream y Downstream, a cargo de Mauricio Alejandro Martín.
- Se creó la Vicepresidencia de Nuevas Energías, designando como Vicepresidente a Andrés Marcelo Scarone.
- Se renombra la Vicepresidencia de Supply Chain y Servicios a Vicepresidencia de Supply Chain, a cargo de Walter Ariel Actis.

A la fecha de este Prospecto, nuestra Primera Línea Gerencial está compuesta por las siguientes personas:

Nombre	Cargo ⁽¹⁾	En la posición desde ⁽²⁾
Horacio Daniel Marín	CEO	Enero 2024
Federico Barroetaveña	CFO	Diciembre 2023
Matías Osvaldo Farina	Vicepresidente Ejecutivo de Upstream	Diciembre 2023
Santiago Martínez Tanoira	Vicepresidente Ejecutivo de LNG y Gas Integrado	Enero 2025
Mauricio Alejandro Martín	Vicepresidente Ejecutivo de Midstream y Downstream	Enero 2025
Andrés Marcelo Scarone	Vicepresidente de Nuevas Energías	Enero 2025
Maximiliano Pedro Westen	Vicepresidente de Estrategia, Nuevos Negocios y Control de Gestión	Diciembre 2023
Walter Ariel Actis	Vicepresidente de Supply Chain	Enero 2025
Gustavo María Gallino	Vicepresidente de Infraestructura	Diciembre 2023
Guillermo Andrés Pitrelli	Vicepresidente de Calidad, Ambiente y Seguridad	Diciembre 2023
Alejandro Luis Wyss	Vicepresidente de Tecnología	Diciembre 2023
Germán Vito Fernández Lahore	Vicepresidente de Servicios Jurídicos	Diciembre 2023
Guillermo José Garat	Vicepresidente de Relaciones Institucionales, Comunicación y Marketing	Diciembre 2023
Lisandro Deleonardis	Vicepresidente de Asuntos Públicos	Diciembre 2023
Florencia Tiscornia	Vicepresidenta de Personas y Cultura	Julio 2021
Marcelo Gustavo Aldeco	Vicepresidente de Relaciones Laborales	Diciembre 2023

(1) Esta estructura organizacional fue aprobada por el Directorio, en su reunión del 5 de diciembre de 2024. Todos los miembros de la Primera Línea Gerencial reportan al CEO.

(2) Indica cuándo la persona ha sido designada, según corresponda, por primera vez de manera ininterrumpida. No se ha especificado fecha de expiración del cargo cuando fueron designados.

Independencia de los miembros de nuestro Directorio y del Comité de Auditoría

Las siguientes regulaciones de la CNV descritas se tomaron en cuenta para evaluar la independencia de cada director. En ese sentido, un director se considera independiente si la principal relación material de dicho director con la Sociedad es ser miembro del Directorio. Un director no se considera independiente cuando dicho director:

- ocupa un puesto en el Directorio del accionista controlador de una entidad o de cualquier otra entidad del grupo corporativo del emisor en el momento del nombramiento del director o si ocupó dicho cargo durante los tres años inmediatamente anteriores.
- tiene una afiliación con el emisor o con cualquiera de sus accionistas que tengan directa o indirectamente una "participación Significativa" en el emisor (tal como se define debajo) en el momento de la designación del director, o en las compañías en las cuales tienen directa o indirectamente una "participación significativa", o si tuvo tal afiliación con estas a través del trabajo en relación en dependencia durante los tres años inmediatamente anteriores.
- tenga relaciones profesionales o pertenezca a una sociedad o asociación profesional que mantenga habitualmente relaciones profesionales de tal naturaleza y volumen relevante con, o perciba remuneraciones u honorarios (distintos de los correspondientes a las funciones que cumple en el órgano de administración) de la sociedad o los accionistas de esta que tengan en ella en forma directa o indirecta participaciones o influencia significativas. Esta prohibición se extiende durante los tres años anteriores hasta el nombramiento del director.
- posee directa o indirectamente al menos el 5% de los derechos a voto o las acciones en el emisor o en cualquier otra entidad que tenga una "participación significativa" en el emisor.
- vende o proporciona habitualmente directa o indirectamente bienes o servicios (distintos de los establecidos en (iii) más arriba) de tal naturaleza y volumen relevante al emisor o a cualquiera de sus accionistas que tenga una "participación significativa" directa o indirecta o una influencia significativa en el emisor para un monto que excede sustancialmente su remuneración como miembro del Directorio (esta prohibición se extiende durante el período de tres años anterior hasta el nombramiento del director).
- ha sido director, gerente o funcionario ejecutivo de organizaciones sin fines de lucro que han recibido contribuciones superiores a las establecidas en el Artículo 12 inciso 1 de la Resolución UIF N° 30/2011 (según texto modificado) del emisor, su accionista controlador, y cualquier otro miembro del grupo corporativo del emisor o cualquiera de sus ejecutivos.
- recibe cualquier pago, incluidos los derivados de la participación del director en los planes de opción de compra de acciones del emisor o cualquier compañía de su grupo corporativo (que no sean los recibidos en consideración de su desempeño como director, a excepción de los dividendos percibidos de conformidad con el artículo (iv) o pagos de conformidad con el punto (v) anterior.

- (viii) ha sido director del emisor, su accionista controlador o cualquier otro miembro del grupo corporativo del emisor durante más de diez años, siempre que el director se considere independiente después de un período de tres años después de que dejó de ocupar dicho puesto.
- (ix) es el cónyuge o pareja legalmente reconocida o miembro de la familia (hasta segundo grado de afinidad o hasta tercer grado de consanguinidad) de personas que, si fueran miembros del Directorio, no se consideraría independiente, de conformidad con los puntos (i) a (viii) anteriores.

En caso de que, con posterioridad al nombramiento de un Director, éste pasara a estar sujeto a alguna de las restricciones de los puntos (i) a (ix) anteriores, dicho Director estará obligado a revelar esta circunstancia al emisor de forma inmediata, quien a su vez estará obligado a revelarla a la CNV y a las bolsas de valores en las que coticen las acciones del emisor, inmediatamente después de que se produzca o de que sea advertida. Los directores y miembros de La Comisión Fiscalizadora designados por el gobierno se consideran independientes.

Se entenderá que el término “participaciones significativas” se refiere a aquellas personas que posean una participación de al menos el 5% del capital social y/o votos, o una cantidad menor cuando permitan el nombramiento de uno o más directores de clase o que haya junto con otros accionistas, acuerdos relacionados con el gobierno argentino y la administración de la empresa relevante o su accionista controlador.

El término “grupo económico” significarán las sociedades controladoras, controladas y afiliadas en las que exista una influencia relevante en las decisiones. Se consideran intereses directos y/o indirectos a través de empresas o particulares.

A la fecha de este Prospecto, los Directores Guillermo Alberto Francos, Eduardo Alberto Ottino, Omar Gutiérrez, César Rodolfo Biffi e Ignacio Ezequiel Bruera, y los Directores Suplentes, Guillermo Gustavo Koenig, Carla Antonela Matarese y Hugo Eduardo Rodríguez, revisten la condición de miembros independientes del Directorio bajo los criterios descriptos anteriormente.

La Comisión Fiscalizadora

La Comisión Fiscalizadora es responsable de supervisar el cumplimiento por parte de la administración y del Directorio con la LGS, los estatutos y reglamentos (si los hay) y las resoluciones de los accionistas. Las funciones de la Comisión Fiscalizadora incluyen, entre otras, asistir a todas las reuniones del Directorio, preparar un informe sobre los estados financieros para nuestros accionistas, asistir a las asambleas de accionistas y proporcionar información a los tenedores de al menos el 2% de nuestro capital.

Los estatutos establecen una Comisión Fiscalizadora compuesta por tres a cinco miembros titulares y de tres a cinco miembros suplentes, según lo determine la asamblea de accionistas, que son elegidos por un período de un ejercicio fiscal. Las acciones Clase A tienen derecho a elegir un miembro titular y un miembro suplente en la Comisión Fiscalizadora siempre y cuando una acción de dicha clase permanezca en circulación. Los tenedores de acciones Clase D pueden elegir hasta cuatro miembros titulares y hasta cuatro suplentes. Según los estatutos, las reuniones de la Comisión Fiscalizadora pueden ser convocadas por cualquier miembro. Las reuniones requieren la presencia de todos los miembros y un voto mayoritario de los miembros para tomar una decisión. Los miembros titulares y los miembros suplentes de la Comisión Fiscalizadora no son miembros de nuestro Directorio. La función de la Comisión Fiscalizadora es distinta de la del Comité de Auditoría. Para más información véase “Información sobre los Directores, Gerencia de la Primera Línea, miembros del órgano de fiscalización, miembros del Comité de Auditoría y asesores—Comités del Directorio—El Comité de Auditoría”. En 2024, la compensación total pagada a los miembros de la Comisión Fiscalizadora fue de Ps. 357,2 millones.

A la fecha de este Prospecto, la Comisión Fiscalizadora está compuesta por las siguientes personas:

Nombre	Cargo en la Comisión Fiscalizadora					Información personal			
	Cargo	Clase de acciones representadas	Miembro desde	Expiración del cargo ⁽¹⁾	Independencia	Fecha de nacimiento	Acciones en YPF	DNI	CUIL
Raquel Inés Orozco	Síndico titular	A	2017	2024	Si	30 de enero de 1956	No	11.875.948	27-11875948-1
Juan Andrés Gelly y Obes	Síndico titular	D	2024	2024	Si	27 de marzo de 1956	No	11.774.290	20-11774290-4
Santiago Carlos Lazzati	Síndico titular	D	2024	2024	Si	17 de noviembre de 1937	No	5.619.023	20-05619023-7
Vivian Haydeé Stenghele	Síndico suplente	A	2023	2024	Si	10 de julio de 1969	No	20.573.337	27-20573337-5
Alfredo Cayetano Cogorno	Síndico suplente	D	2024	2024	Si	27 de julio de 1979	No	27.566.679	20-27566679-4
Alejandro Poli	Síndico suplente	D	2024	2024	Si	28 de noviembre de 1956	No	12.046.408	20-12046408-7

(1) Los miembros de la Comisión Fiscalizadora son designados cada ejercicio fiscal. Nuestros accionistas, en la Asamblea de Accionistas General Ordinaria y Extraordinaria y Especial de la Clase A y de la Clase D celebrada el 26 de abril de 2024, designaron a los miembros de la Comisión Fiscalizadora para el ejercicio fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Raquel Inés Orozco

Posición actual: Síndico titular de la Comisión Fiscalizadora de YPF S.A.

Experiencia: Es miembro de la Sindicatura General de la Nación ("SIGEN"). Además, actualmente es miembro de la comisión fiscalizadora de YPF Gas S.A., Fondo de Capital Social S.A. y en LT10 Radio Universidad del Litoral S.A. Es miembro titular de la comisión fiscalizadora de Nación Servicios S.A. Es miembro suplente de la comisión fiscalizadora de Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica S.A., Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A., Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. y Termoeléctrica José de San Martín S.A. Desde abril de 2017 hasta abril de 2024 fue Síndico titular de la Comisión Fiscalizadora por las acciones Clase D de YPF S.A.

Formación: Es Abogada en la Universidad de Buenos Aires, y se especializó en gobierno corporativo, responsabilidad social y balance social.

Domicilio especial: Avenida Corrientes 381, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Santiago Carlos Lazzatti

Posición actual: Síndico titular de la Comisión Fiscalizadora de YPF S.A.

Experiencia: Fue consultor de la Corte Penal Internacional con sede en La Haya, Países Bajos, en relación con el diseño de su estructura organizativa. De 2010 a 2013, fue miembro externo del Comité de Auditoría de dicha corte. Fue Síndico de YPF S.A. de 2008 a 2012, y del Grupo Telefónica y de Hoteles Sheraton S.A. de Argentina de 1993 a 2015. Fue socio de Arthur Andersen entre 1974 y 1993, y entre 2005 y 2015 fue Director Asociado en Deloitte. Fue profesor en la Universidad de Buenos Aires, en la Universidad Católica Argentina y en otras instituciones de formación. Dictó diversos seminarios y conferencias en Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, México, Perú, Uruguay, Venezuela, Estados Unidos, Alemania, Bélgica, España, Francia, Inglaterra, Italia, Portugal, Suecia, Suiza y Turquía. Actualmente se desempeña como socio gerente de Lazzatti Consultores y Formadores, y es director de la Licenciatura en Administración y Gestión Empresarial de la Escuela de Economía y Negocios de la Universidad Nacional de San Martín. Es autor de numerosos libros y artículos sobre administración de empresas.

Formación: Es Contador Público matriculado, egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Domicilio especial: Don Bosco 1497, 3° A308, Arbores Las Lomas, San Isidro.

Juan Andrés Gelly y Obes

Posición actual: Síndico titular de la Comisión Fiscalizadora de YPF S.A.

Experiencia: De 1979 a 1990 se desempeñó como Gerente Administrativo y Financiero de Cotmo - Rhein Schelde Handelsgesellschaft. En 1995 fue nombrado Síndico de Aerolíneas Argentinas S.A. y de 1990 a 2008 fue socio de Otero Cano & Asociados, Contadores y Consultores. Desde 2005 hasta 2012 fue designado Síndico de YPF S.A. en representación de las acciones Clase D. Desde 2008 a la fecha se desempeña como socio fundador de Gelly y Obes & Asociados, Contadores y Consultores. Desde 2016 a la fecha es Síndico de la Unidad de Auditoría Estatal de SADAIC ("Sociedad Argentina de Autores y Compositores de Música").

Formación: Es Contador Público matriculado, egresado de la Universidad de Belgrano.

Domicilio especial: 25 de Mayo 749, Piso 5° 17, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Vivian Haydee Stenghele

Posición actual: Síndico suplente de la Comisión Fiscalizadora de YPF S.A.

Experiencia: Es miembro de la SIGEN desde 2010; especializada en auditoría de empresas, sociedades y entidades (YPF S.A., Banco Macro S.A., Banco Hipotecario S.A., Nación Factoring S.A., Nucleoeléctrica Argentina S.A., Integración Energética Argentina S.A., Consultatio, S.A. San Miguel, IMPSA S.A., Transapelt S.A.U., Ingeniería y Computación S.A.U., Intercargo S.A.U., Radio y Televisión S.E., Tandano S.A.C.I. y N., Banco de Inversión y Comercio Exterior S.A., EDENOR S.A., Fabricaciones Militares S.E.). Trabajó en el Banco Hipotecario S.A., como Gerente del área de Operaciones y como Jefa del Departamento de Auditoría Interna entre 1995 y 2008.

Formación: Es Contadora Pública matriculada, egresada de la Universidad de Buenos Aires.

Domicilio especial: Avenida Corrientes 381/389 piso 5°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Alejandro Poli

Posición actual: Síndico suplente de la Comisión Fiscalizadora de YPF S.A.

Experiencia: De 1981 a 1988 fue Gerente de la División de Auditoría de Pistrelli, Díaz y Asociados, corresponsales de Arthur Andersen. De 1988 a 1993 fue Gerente de Planificación y Control de Gestión del Banco Crédito Provincial. Durante 1994 fue Subgerente del Banco Austral. De 1995 a 1996 fue presidente de Commitment S.A., consultora de gestión empresarial. De 1997 a 2010 fue Gerente General del Hospital Británico de Buenos Aires. De 2010 a 2016 se desempeñó como Gerente General del Instituto Cardiovascular de Buenos Aires. De 2018 a 2023 fue nombrado Director de Salud de la Cámara de Especialidades Médicas. Fue miembro del directorio de varias Cámaras Profesionales de la industria de la salud, como la Asociación de Clínicas, Sanatorio y Hospital Privados de la República Argentina. En la actualidad, trabaja como consultor independiente.

Formación: Es Contador Público matriculado, egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Domicilio especial: Fernández Espiro 660, Acassuso.

Posición actual: Síndico suplente de la Comisión Fiscalizadora de YPF S.A.

Experiencia: De 1998 a 2003 trabajó en la firma de contabilidad Castro Huergo Contadores Públicos, centrándose en auditoría e impuestos. De 2003 a 2008 trabajó como gerente de impuestos y de auditoría en Otero y Cano & Asociados. Desde 1998 hasta la fecha es Síndico de Aldea del Faldeo S.A. en representación de las acciones de clase A, B y C y miembro coordinador de la Asamblea de Accionistas.

Formación: Es Contador Público matriculado, egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Domicilio especial: 25 de Mayo 749, Piso 5° 17, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Al conocimiento de la Sociedad, ninguno de los miembros de la Comisión Fiscalizadora tiene relaciones familiares con miembros de la Primera Línea Gerencial u miembros del Directorio.

Asesores legales

Las cuestiones legales que se rigen por el derecho argentino serán analizadas por el estudio Bruchou & Funes de Rioja, nuestros asesores legales en Argentina, que tiene su domicilio en la calle Ing. Enrique Butty 275, Piso 12, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

La Sociedad no cuenta con asesores contables, impositivos y/o financieros.

Audidores

Los auditores de los últimos tres ejercicios fiscales fueron los siguientes:

Estados financieros al	Firmado por	Auditor	Domicilio	Matriculado en
31 de diciembre de 2024	Guillermo D. Cohen	Deloitte & Co. S.A.	Carlos M. Della Paolera 261, Piso 4 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 233, Folio 73
31 de diciembre de 2023	Guillermo D. Cohen	Deloitte & Co. S.A.	Carlos M. Della Paolera 261, Piso 4 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 233, Folio 73
31 de diciembre de 2022	Guillermo D. Cohen	Deloitte & Co. S.A.	Florida 234, Piso 5 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 233, Folio 73

Adicionalmente, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 26 de abril de 2024 aprobó designar a Deloitte & Co S.A., CUIT 30-52612491-6, como Auditor Externo de la Sociedad para dictaminar sobre la información contable del ejercicio anual al 31 de diciembre de 2024. También en la citada Asamblea se dejó constancia de que Guillermo D. Cohen y Vanesa Rial De Sanctis se desempeñaran como contadores certificantes titulares y Diego Octavio De Vivo como contador certificante suplente.

Guillermo D. Cohen DNI N° 20.200.181, CUIT N° 20-20200181-6, Vanesa Rial De Sanctis, DNI N° 23.417.573, CUIT N° 23-23417573-4, y Diego Octavio De Vivo, DNI N° 21.552.635, CUIT N° 20-21552635-7, socios de la firma auditora Deloitte & Co. S.A., se encuentran matriculados en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Gobierno corporativo

El 6 de marzo de 2025 el Directorio de la Sociedad aprobó el Código de Gobierno Societario de YPF S.A. (Anexo I de la Memoria), el cual se encuentra disponible para su consulta en la página web de la CNV www.argentina.gob.ar/cnv en el ítem “Empresas—YPF S.A.—Código de Gobierno Societario” bajo el ID N° 3328516.

Adquisición de acciones propias

El 26 de abril de 2024, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria y Especial de la Clase A y D de YPF S.A. aprobó la constitución de una reserva para la adquisición de acciones propias. La adquisición de las acciones de la Sociedad es con el propósito de otorgar planes de beneficios basados en acciones a nuestros empleados. Véase Notas 2.b.11) y 38 de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

YPF S.A. no ha recomprado acciones propias durante 2024.

Véase Nota 31 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Nuestra gente

Atracción, retención y desarrollo de talentos

En 2024, continuamos con el desarrollo de nuestro liderazgo, que consistió en programas de capacitación para líderes de distintos niveles: supervisores, jefes, gerentes y nuevos líderes, en los que participaron un total de 1.673 líderes. Adicionalmente, más de 200 ejecutivos y miembros del personal clave participaron en un programa de management junto con el IAE Business School. También llevamos a cabo la metodología de espacios abiertos con la Gerencia de Primera Línea para hablar de la cultura y el liderazgo esperados para impulsar la ejecución de la estrategia.

También trabajamos para acompañar a las unidades de negocio a lo largo de la Compañía en su transformación empresarial específica con diferentes capacitaciones en liderazgo, y continuamos con “LIFE”, nuestro programa de liderazgo femenino implementado en 2020, en el que participaron 198 mujeres talentosas de YPF para asumir roles de mayor responsabilidad.

La Evaluación de Feedback 360° se llevó a cabo una vez más, en la que se evaluó a más de 2.200 líderes, obteniendo diferentes perspectivas sobre su rol y estilo de liderazgo.

Celebramos sesiones de Revisión del Talento para evaluar el perfil y el potencial de nuestros empleados, identificando personas con alto valor técnico, alto potencial y sucesores para puestos clave, y definiendo planes de desarrollo a medida en función de ello. Además, se realizó un seguimiento especial de un grupo identificado como Talento Crítico, un subgrupo dentro de los altos potenciales identificados por cada Vicepresidencia, para garantizar las acciones de retención y desarrollo apropiadas.

Como uno de los objetivos de la gestión de personal es la retención del personal clave, supervisamos continuamente la rotación voluntaria, que mantiene niveles por debajo del 3%, por debajo de la referencia del mercado.

Nos centramos en desarrollar acciones para garantizar las capacidades empresariales críticas, priorizando competencias transversales tales como la agilidad, los datos, la innovación y la gestión de proyectos. Hoy en día, la digitalización y virtualización de contenidos es clave. En 2024, el 74,59% de la propuesta formativa se realizó en forma remota, el 47,23% mediante e-learning y el 27,36% en forma virtual. Gestionamos 452.555 horas de formación para nuestra plantilla, con una media de 25,25 horas de formación por persona.

En términos de atracción, usamos la “publicación de empleos” como recurso para cubrir las vacantes con personal interno, una práctica que continuó consolidándose. Como resultado, el 64,8% de los puestos vacantes en 2024 fueron ocupados por candidatos internos.

En cuanto al empleo joven, también llevamos a cabo nuestro Programa de Jóvenes Aprendices donde incorporamos 25 profesionales provenientes de diferentes universidades y lugares de la Argentina. Como parte del proceso de formación, estos profesionales rotan por diferentes áreas durante un período de 9 meses. Después, se les asigna un puesto específico para que continúen su desarrollo profesional en la Compañía.

Con el objetivo de seguir fortaleciendo nuestra posición como empleador de preferencia, continuamos fortaleciendo nuestra estrategia de marca empleadora que incluyó diversas acciones tendientes a posicionar y consolidar a la Compañía en el mercado de talentos, llevando a cabo iniciativas como presentaciones y charlas en ferias universitarias, congresos y eventos, patrocinios en diferentes espacios técnicos, entre otros. En 2024, mejoramos nuestro posicionamiento en rankings y premios sobre prácticas de recursos humanos talento joven.

Compensación y beneficios

Como parte de la gestión de sus compensaciones, YPF monitorea los mercados de referencia con el objetivo de asegurar la competitividad de su compensación y la equidad interna de los salarios, de modo tal que los empleados reciban el mismo nivel de salario a igual posición, antigüedad, experiencia y desempeño.

Además del salario, los empleados reciben una bonificación por desempeño variable, que es un incentivo monetario vinculado al logro de objetivos anuales, que se calculan en base a metas e indicadores establecidos a nivel de vicepresidencia y de unidad.

En 2024 se incorporó un nuevo bono relacionado con los resultados de la Compañía (CVR), aplicable a ciertos empleados, y se adoptó el “Plan de Generación de Valor”, que es un programa de remuneración a largo plazo para los miembros elegibles de la gerencia de YPF. Para más información, véase “Información sobre los Directores, Gerencia de la Primera Línea, miembros del órgano de fiscalización, miembros del Comité de Auditoría y asesores—El Directorio—Remuneración de los miembros del Directorio” y Nota 38 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

YPF también cuenta con un Programa de Compensación Variable de Largo Plazo, que promueve la retención de ejecutivos y personal clave a través del otorgamiento de acciones de la compañía. En 2024, el 6,3% de la población elegible tenía una asignación a largo plazo. Para más información, véase “Información sobre los Directores, Gerencia de la Primera Línea, miembros del órgano de fiscalización, miembros del Comité de Auditoría y asesores—El Directorio—Remuneración de los miembros del Directorio” y Nota 38 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Además, YPF tiene el Programa de Reconocimiento YMil, lanzado en 2022, que busca identificar y reconocer a aquellos empleados que en su actividad diaria hayan contribuido de manera extraordinaria creando valor y fortaleciendo la cultura.

En términos de beneficios, la Compañía se ha propuesto mejorar el bienestar de sus trabajadores, a través de beneficios como plan médico, licencias más prolongadas para cuidadoras embarazadas y no embarazadas, un plan de ahorro y pensión con la coparticipación de la Compañía, descuentos en combustibles y cofinanciamiento de estudios de posgrado, entre otros.

Diversidad e integración

Sabemos que la diversidad no solo contribuye a crear una fuerza laboral más representativa, sino también a construir una empresa más innovadora, exitosa y rentable. Creemos que YPF tiene que ser un lugar donde personas con historias y experiencias diferentes aporten su talento y formen parte de un equipo diverso. Estamos en camino hacia ese lugar, comprometidos a crearlo.

Desde 2017, contamos con un Comité de Diversidad patrocinado por cinco de los Vicepresidentes de la Compañía, que fue creado con el fin de asegurar la transparencia y la representación de diversas voces y opiniones para promover un enfoque integrador. También extendemos nuestras mejores prácticas a nuestros proveedores, a nuestros contratistas y a los sindicatos con el objeto de desarrollar acciones conjuntas que promuevan la diversidad, la equidad y la integración.

La perspectiva de diversidad y de equidad de género se integran en los procesos de reclutamiento, desarrollo, ascensos, contratación de jóvenes profesionales y pasantes, evaluación de talentos, planes de sucesión y análisis de la brecha salarial.

Definimos anualmente los objetivos de participación para mujeres en puestos de liderazgo, contratando nuevos profesionales e implementando pasantías.

Con el objetivo de acelerar la igualdad de género en nuestra Compañía, contamos con la Red de Mujeres, compuesta por profesionales de diferentes áreas de negocio que promueven iniciativas y objetivos alineados con la estrategia de igualdad de género de nuestra Compañía y que actúan como facilitadoras para crear un contexto favorable a la inclusión. Apoyamos los Principios para el Empoderamiento de las Mujeres ("PEM") de ONU Mujeres (una organización de las Naciones Unidas para las mujeres) y el Pacto Mundial de las Naciones Unidas. Como adheridos al PEM, aplicamos la evaluación PEM, en la que obtuvimos una calificación del 82%, lo que nos reconoce como una compañía líder en prácticas de género.

Empleados

Nuestra fuerza laboral total consiste en empleados permanentes y temporales.

En la siguiente tabla se presenta, para cada uno de los periodos indicados, un desglose de nuestros empleados por segmentos de negocio:

Empleados por unidades de negocio	Al 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
Segmento de negocio			
Upstream	2.957	3.887	3.399
Downstream	9.200	9.437	8.908
Gas y Energía ⁽¹⁾	1.343	1.362	1.318
Administración Central y Otros ⁽²⁾	12.377	11.025	9.846
Total empleados YPF	25.877	25.711	23.471
Total empleados permanentes	21.209	21.594	20.224
Total empleados temporales	4.668	4.117	3.247

(1) Incluye 1.099, 1.098 y 1.141 empleados de Metrogas y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

(2) Incluye 9.436, 8.799 y 7.568 empleados de AESA al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

En 2024, las variaciones más significativas se explican por: (i) un aumento de 649 empleados en AESA, debido a nuevos proyectos de ingeniería como parte de su unidad de negocio de construcción, (ii) una disminución de 341 empleados debido al Proyecto Campos Maduros, y (iii) una disminución de 317 empleados debido a redimensionamiento de estaciones de servicio, estructuras, refinerías y funciones corporativas.

En 2019, la Sociedad inició un proceso de incorporación de personal contratado con funciones inherentes a sus operaciones a su propia plantilla con el objetivo de reducir costos y mejorar la productividad, incrementando la cantidad de empleados pero reduciendo en más de un 50% la cantidad de empleados contratados y los costos asociados.

La siguiente tabla proporciona un desglose de nuestros empleados por ubicación geográfica:

Empleados por ubicación geográfica	Al 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
Argentina	25.735	25.542	23.301
Resto de Sudamérica	142	169	170
Total empleados YPF	25.877	25.711	23.471

Relaciones laborales

Al 31 de diciembre de 2024, 67,2% de nuestros empleados se encontraban sindicalizados, 33,2% de los cuales se encontraban representados por la SUPeH que negocia acuerdos laborales y salarios aplicables a los empleados sindicalizados de YPF S.A. y OPESSA. SUPeH está en continua negociación con YPF y mantenemos un buen nivel de comunicación. En general, las solicitudes de los sindicatos en relación con la industria del petróleo y el gas fueron consistentes con los aumentos salariales generales otorgados por la Confederación General del Trabajo.

Además, las condiciones laborales y los salarios de los empleados de contratistas están representados principalmente por otros 16 sindicatos. Al 31 de diciembre de 2024, el 59,7% de los empleados de contratistas (principalmente del segmento Upstream) se encontraban representados por diez sindicatos con los que negociamos directamente acuerdos laborales y salarios. Estos sindicatos se dividen en cuatro grupos: (i) Petroleros Privados, que consta principalmente de cinco sindicatos; (ii) Personal Jerárquico, que consta de tres sindicatos; (iii) SUPeH y (iv) UOCRA Petroleros. El 40,3% restante de los empleados de contratistas están representados por sindicatos con los que tenemos relaciones indirectas.

En 2024, en el marco del Proyecto Campos Maduros, logramos acuerdos con los sindicatos de las Provincias de Mendoza, Neuquén, Chubut y Santa Cruz para iniciar el stand-by de equipos y la reducción de los niveles de actividad, lo que resultó en el traspaso ordenado de áreas en las Provincias de Chubut y Mendoza. Además, logramos prorrogar los plazos de los acuerdos de stand-by en las Provincias de Mendoza y Santa Cruz hasta el 31 de enero de 2025 y hasta el 28 de febrero de 2025, respectivamente. Adicionalmente, y en relación con el Proyecto Campos Maduros, en diciembre de 2024, la Compañía se ha comprometido con un plan de optimización que involucra medidas de eficiencia operativa relacionadas con la reducción de personal de terceros afectados de manera directa o indirecta a la operación de áreas en la Provincia de Santa Cruz relacionadas con ciertos grupos de activos mantenidos para su disposición (véase "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Es posible que no ejecutemos en su totalidad o en parte nuestro plan de disposición relacionado con campos maduros ("Proyecto Campos Maduros")", "Información de la Emisora—Estrategia de negocio—Pilares estratégicos: "desafío 4x4"", "Información de la Emisora—Organización del negocio—Upstream" y Nota 11 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los Estados Financieros Consolidados Auditados).

ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Estructura de la Emisora y su grupo económico

Para obtener información acerca de la composición del Grupo YPF, la posición de la Sociedad como controlante de este y las principales sociedades que lo componen, véase Nota 1 a los Estados Financieros Consolidados Auditados. Adicionalmente, para obtener detalle acerca de las principales asociadas y negocios conjuntos de la Emisora véase Nota 10 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Accionistas principales

La Ley de Expropiación ha cambiado nuestra estructura accionaria significativamente. Véase “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—La República Argentina posee el 51% de las acciones de YPF S.A.”. Adicionalmente, véase “Información de la Emisora—La Sociedad” para una descripción del acuerdo entre Repsol y la República Argentina relativo a la compensación por la expropiación del 51% del capital social de YPF S.A. propiedad, directa o indirectamente, de Repsol.

La siguiente tabla describe información sobre la propiedad de nuestro capital social al 10 de marzo de 2025:

	Cantidad de Acciones	(%)
Accionistas Clase D:		
Estado Nacional Argentino - Ministerio de Economía - Secretaría de Energía ⁽¹⁾	200.589.525	51,000%
Público ⁽²⁾	192.671.458	48,987%
Accionistas Clase A:		
Estado Nacional Argentino - 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 de Expropiación previó 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. Véase “Información de la Emisora—La Sociedad”.

(2) Según datos proporcionados por Bank of New York Mellon, al 10 de marzo de 2025, había 121.565.060 ADSs emitidas y 34 tenedores de ADRs registrados. Dichos ADRs representaban el 30,9% del número total de acciones Clase D emitidas y en circulación a dicha fecha. Dado que algunos de estos ADR están en manos de apoderadas, el número de titulares registrados puede no ser representativo del número de beneficiarios efectivos. Al 10 de marzo de 2025, a nuestro conocimiento ninguna persona poseía más del 5% de nuestras acciones de Clase D y/o ADS.

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

Transacciones con partes relacionadas

Las principales transacciones y saldos con partes relacionadas, de acuerdo con la normativa contable aplicable, vigentes al 31 de diciembre de 2024 se exponen en la Nota 37 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Las principales transacciones con partes relacionadas consisten en ventas de productos a ciertos negocios conjuntos y asociadas, y compras de servicios y productos que la Compañía no produce, a ciertos negocios conjuntos y asociadas.

Adicionalmente, la República Argentina posee el 51% de las acciones de YPF S.A. (véase “Información de la Emisora—La Sociedad”). En consecuencia, y además de las operaciones mencionadas en el párrafo anterior, somos parte de numerosos acuerdos con el Estado Nacional, así como con ciertos organismos, instituciones y compañías con participación estatal.

Adicionalmente, véase Nota 2.b.11) a los Estados Financieros Consolidados Auditados respecto a los planes de compensaciones en acciones a largo plazo y otros planes a ciertos empleados.

Véase Nota 1 a los Estados Financieros Consolidados Auditados que muestra una tabla que incluye las principales sociedades de nuestra estructura organizacional, incluyendo detalles de nuestras principales compañías afiliadas.

Legislación argentina relativa a transacciones con partes relacionadas

Los artículos 72 y 73 de la Ley de Mercado de Capitales establecen que antes que una sociedad que realice oferta pública de sus acciones en Argentina (“la emisora”) pueda celebrar actos o contratos que involucren un “monto relevante” con una o más partes relacionadas, dicha sociedad debe obtener la aprobación de su directorio y el pronunciamiento, previo a dicha aprobación del directorio, de su comité de auditoría o de dos firmas evaluadoras independientes en los que se manifieste que las condiciones de la operación son razonablemente congruentes con aquellas que podrían haberse obtenido en una operación en condiciones normales y habituales de mercado.

A los fines del Artículo 72 de la Ley de Mercado de Capitales y regulaciones de la CNV, "monto relevante" significa un importe que supere el 1% del patrimonio social de la sociedad emisora medido conforme al último estado financiero aprobado. A los fines de estos artículos 72 y 73 de la Ley de Mercado de Capitales, "parte relacionada" significa (i) los directores, integrantes del órgano de fiscalización, así como sus gerentes generales o especiales designados de conformidad con el artículo 270 de la LGS; (ii) las personas físicas o jurídicas que tengan el control o posean una participación significativa en la sociedad emisora o en su accionista controlante (según las definiciones previstas por las Normas de la CNV); (iii) cualquier otra sociedad que se halle bajo control común de la misma compañía controlante; (iv) los familiares ascendientes, descendientes cónyuges o hermanos de las personas mencionadas en los apartados (i) y (iv) precedentes; o (v) las sociedades en las que las personas referidas en los apartados (i) a (iv) precedentes posean directa o indirectamente participaciones significativas.

Siempre que no se incluya en los puntos (i) a (v) anteriores, una compañía controlada por la emisora no es considerada una "parte relacionada" con respecto al artículo 72 de la Ley de Mercados de Capitales.

A los efectos del Artículo 72 de la Ley de Mercado de Capitales, y de acuerdo con las normas de la CNV, se entenderá por "Participación Significativa" a aquellas personas que posean una participación de al menos el 15% del capital social, o una cantidad menor cuando tengan derecho a designar uno o más directores por clase de acciones o que tengan junto con otros accionistas, acuerdos relacionados con el gobierno y la administración de la sociedad correspondiente o su accionista controlante.

Los actos o contratos referidos anteriormente, inmediatamente después de haber sido aprobados por el directorio, deberán ser informados a la CNV, con expresa indicación de la existencia del pronunciamiento del comité de auditoría y/o, en su caso, de las firmas evaluadoras independientes. Asimismo, a partir del día hábil inmediatamente posterior al día en que la transacción sea aprobada por el directorio, los informes del comité de auditoría o de las firmas evaluadoras independientes se pondrán a disposición de los accionistas en la sede social de la emisora. Esto también deberá informarse a los accionistas mediante una publicación en el boletín del mercado.

Si el Comité de Auditoría y/o las dos firmas evaluadoras independientes dictaminan que el contrato no constituye una operación adecuada a las condiciones normales y habituales de mercado, deberá obtenerse previa aprobación en la asamblea de accionistas de YPF S.A.

ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA

Propiedades, planta y equipo

La mayor parte de nuestras propiedades, planta y equipo, que comprenden inversiones en activos que nos permiten explorar y/o explotar reservas de petróleo y gas, así como inversiones en refinerías, instalaciones de almacenamiento, manufactura y transporte, estaciones de servicio, materiales y equipos, e infraestructura para la distribución de gas natural, está ubicada en Argentina. Véase Nota 8 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Al 31 de diciembre de 2024, el 100% de nuestras reservas de petróleo y gas comprobadas estaban ubicadas en Argentina.

Nuestros derechos de exploración y explotación se basan, en general, en concesiones soberanas. Al vencimiento de las concesiones, nuestros activos de exploración y explotación asociados con la propiedad particular sujeta a la concesión correspondiente, se revierten al gobierno argentino.

Para obtener información sobre cuestiones ambientales que pueden afectar la utilización de los activos por parte de la Compañía, véase “Políticas de la Emisora—Cambio climático y Energía—Riesgos y resiliencia al cambio climático”.

ANTECEDENTES FINANCIEROS

Resumen de información contable y operativa seleccionada

Los siguientes cuadros presentan nuestra información contable y financiera seleccionada. Dicha información debe leerse junto con los Estados Financieros Consolidados Auditados y sus notas relacionadas, según se los define en el párrafo siguiente, y con la información contenida en esta sección y en la sección “Antecedentes financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Análisis y explicaciones de la Dirección sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones”.

La información contable incluida en este Prospecto al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 y por los ejercicios finalizados en dichas fechas surge de nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados y sus notas relacionadas (“Estados Financieros Consolidados Auditados”), incorporados por referencia a este Prospecto, los cuales fueron aprobados por el Directorio y autorizados para su emisión el 6 de marzo de 2025, y que incluyen hechos posteriores significativos hasta dicha fecha.

	Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
Estados de resultados integrales consolidados ⁽¹⁾ - Cifras expresadas en millones de Ps.			
Ingresos ⁽²⁾	17.895.031	5.484.544	2.526.466
Costos	(13.021.894)	(4.525.390)	(1.881.711)
Resultado bruto	4.873.137	959.154	644.755
Gastos de comercialización	(1.981.416)	(598.318)	(257.724)
Gastos de administración	(794.025)	(260.315)	(92.207)
Gastos de exploración	(229.141)	(19.995)	(9.127)
Deterioro de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios	(87.902)	(1.614.373)	(18.427)
Otros resultados operativos, netos	(623.415)	64.576	30.346
Resultado operativo	1.157.238	(1.469.271)	297.616
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	358.335	(30.909)	58.082
Resultados financieros, netos ⁽³⁾	(545.125)	620.884	43.478
Resultado antes de impuesto a las ganancias	970.448	(879.296)	399.176
Impuesto a las ganancias	1.152.367	(653.449)	(108.912)
Resultado neto del ejercicio	2.122.815	(1.532.745)	290.264
Otros resultados integrales del ejercicio	2.803.709	6.969.055	734.120
Resultado integral del ejercicio	4.926.524	5.436.310	1.024.384

	Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
Resultado neto atribuible a los accionistas de la controlante	2.077.482	(1.561.217)	289.057
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	392.088.496	391.722.944	392.719.453
Resultado neto básico y diluido por acción	5.298,50	(3.985,51)	736,04

	Al 31 de diciembre		
	2024	2023	2022
Estados de situación financiera consolidados ⁽¹⁾ - Cifras expresadas en millones de Ps.			
Activo no corriente	23.287.159	16.624.393	3.677.450
Activo corriente	7.000.138	3.577.730	910.709
Total activo	30.287.297	20.202.123	4.588.159
Total patrimonio	12.231.960	7.303.815	1.868.304
Pasivo no corriente	9.115.828	8.928.518	1.872.950
Pasivo corriente	8.939.509	3.969.790	846.905
Total pasivo	18.055.337	12.898.308	2.719.855
Total pasivo y patrimonio	30.287.297	20.202.123	4.588.159

	Al 31 de diciembre		
	2024	2023	2022
Estados de cambios en el patrimonio consolidados - Cifras expresadas en millones de Ps.			
Aportes de los propietarios ⁽⁴⁾	7.128	5.507	6.306
Reservas ⁽⁵⁾	5.212.557	5.142.370	139.275
Otros resultados integrales ⁽⁶⁾	4.296.133	3.077.042	704.235
Resultados no asignados	2.491.779	(1.003.419)	1.001.214
Patrimonio atribuible a Accionistas de la controlante	12.007.597	7.221.500	1.851.030
Patrimonio atribuible a Interés no controlante	224.363	82.315	17.274
Total del patrimonio	12.231.960	7.303.815	1.868.304

	Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
Estados de flujos de efectivo consolidados - Cifras expresadas en millones de Ps.			
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	5.599.148	1.774.199	736.660
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(5.229.037)	(1.522.226)	(523.024)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(293.659)	33.164	(157.104)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	169.460	483.945	17.664
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	245.912	769.082	74.196
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	905.956	136.874	62.678
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	1.151.868	905.956	136.874

	Al 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
Indicadores financieros			
Liquidez corriente ⁽⁷⁾	0,783	0,901	1,075
Solvencia ⁽⁸⁾	0,677	0,566	0,687
Inmovilización del capital ⁽⁹⁾	0,769	0,823	0,802
Otros indicadores			
Capital de trabajo ⁽¹⁰⁾	(1.939.371)	(392.060)	63.804

	Por los ejercicios finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
Otros indicadores			
Rentabilidad ⁽¹¹⁾	0,217	(0,334)	0,214

- (1) Los estados financieros reflejan el efecto de la aplicación del concepto de moneda funcional y moneda de presentación. Véase Nota 2.b.1) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.
- (2) Las retenciones a las exportaciones se presentan como "Gastos de comercialización" en la línea "Impuestos, tasas y contribuciones", tal como se indica en la Nota 27 a los Estados Financieros Consolidados Auditados. Las regalías correspondientes a nuestra producción de hidrocarburos se contabilizan como un costo de producción y no se deducen en la determinación de los ingresos. Para más información sobre las políticas contables de nuestros ingresos véase Nota 2.b.12) de los Estados Financieros Consolidados Auditados.
- (3) Los resultados financieros, netos se calculan considerando los intereses, las diferencias de cambio, las actualizaciones financieras y otros resultados financieros generados por activos y pasivos. Véase Nota 29 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.
- (4) Nuestro capital al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 está representado por 393.312.793 acciones ordinarias y dividido en cuatro clases de acciones (A, B, C y D), con un valor nominal de Ps. 10 y un voto por acción. Dichas acciones están totalmente suscriptas, integradas y autorizadas a la oferta pública. Véase Nota 31 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.
- (5) Al 31 de diciembre de 2024 se conformaba por Ps. 810.651 millones de Reserva legal; Ps. 4.365.198 millones de Reserva para inversiones y Ps. 36.708 millones de Reserva para compra de acciones propias. Al 31 de diciembre de 2023 se conformaba por Ps. 634.747 millones de Reserva legal; Ps. 182.371 millones de Reserva para futuros dividendos; Ps. 4.297.009 millones de Reserva para inversiones y Ps. 28.243 millones de Reserva para compra de acciones propias. Al 31 de diciembre de 2022 se conformaba por Ps. 139.275 millones de Reserva legal.
- (6) Incluye los efectos de conversión a la moneda de presentación de YPF S.A. Véase Nota 2.b.1) a los a los Estados Financieros Consolidados Auditados.
- (7) Liquidez corriente se calcula como el cociente entre el activo corriente y el pasivo corriente.
- (8) Solvencia se calcula como el cociente entre el patrimonio y el total del pasivo.
- (9) Inmovilización del capital se calcula como el cociente entre el activo no corriente y el total del activo.
- (10) Capital de trabajo se calcula como el activo corriente menos el pasivo corriente.
- (11) Rentabilidad se calcula como el cociente entre el resultado neto del ejercicio y el patrimonio promedio (calculado como el promedio entre el patrimonio neto al inicio y al final de cada ejercicio).

Para obtener información acerca de las condiciones macroeconómicas tales como los tipos de cambio y las tasas de inflación que afectaron nuestros resultados de las operaciones, véase "Antecedentes financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Condiciones macroeconómicas". Adicionalmente, para una explicación de nuestros resultados de las operaciones, véase "Antecedentes financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Principales rubros de los estados de resultados integrales".

Conciliación de EBITDA ajustado

El EBITDA ajustado se calcula excluyendo de nuestro resultado neto del ejercicio el resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos, los resultados financieros, netos, la depreciación de propiedades, planta y equipo, la amortización de activos intangibles, la depreciación de activos por derecho de uso, el deterioro de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios, las perforaciones exploratorias improductivas y el impuesto a las ganancias. La Compañía considera que el EBITDA ajustado es significativo para los inversores porque es una de las principales medidas utilizadas por la Sociedad para comparar nuestros resultados y eficiencia con aquellos de otras compañías similares en la industria del petróleo y gas. Además, el EBITDA ajustado es una medida habitualmente reportada y ampliamente utilizada por analistas de mercado, inversores y otras partes interesadas en la industria del petróleo y gas. El EBITDA ajustado no es una medida explícita del rendimiento financiero según las NIIF y puede no ser comparable con mediciones con denominación similar que utilicen otras compañías. El EBITDA ajustado no debe considerarse como una alternativa al resultado operativo, como un indicador de nuestro desempeño operativo o una alternativa a los flujos de efectivo de las actividades operativas como una medida de nuestra liquidez.

El siguiente cuadro muestra, para cada uno de los períodos indicados, nuestro EBITDA ajustado conciliado con el resultado neto del ejercicio:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
Cifras expresadas en millones de Ps.			
Resultado neto del ejercicio	2.122.815	(1.532.745)	290.264
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(358.335)	30.909	(58.082)
Resultados financieros, netos	545.125	(620.884)	(43.478)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	2.260.099	907.474	338.019
Amortización de activos intangibles	42.144	15.116	6.252
Depreciación de activos por derecho de uso	247.871	66.025	28.300
Deterioro de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios	87.902	1.614.373	18.427
Perforaciones exploratorias improductivas	128.226	6.483	3.722
Impuesto a las ganancias	(1.152.367)	653.449	108.912
EBITDA ajustado	3.923.480	1.140.200	692.336

Reservas comprobadas, producción y otra información operativa

El siguiente cuadro presenta información sobre nuestras reservas y producción de petróleo, NGLs y gas natural y otra información operativa, para los períodos indicados, la cual está basada en cálculos e información interna de la Compañía.

	Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
Revisiones, extensiones, descubrimientos y mejoras en la recuperación compras y ventas de reservas comprobadas al cierre del ejercicio			
Petróleo (Mbbl)	96	29	46
NGLs (Mbbl)	11	13	28
Gas natural (bcf)	636	177	862
Total (Mboe)	220	72	228
Reservas comprobadas al cierre del ejercicio			
Petróleo (Mbbl)	548	546	606
NGLs (Mbbl)	69	74	77
Gas natural (bcf)	2.688	2.536	2.826
Total (Mboe)	1.096	1.072	1.187
Reservas comprobadas desarrolladas al cierre del ejercicio			
Petróleo (Mbbl)	284	263	262
NGLs (Mbbl)	44	41	36
Gas natural (bcf)	1.627	1.656	1.637
Total (Mboe)	618	599	590
Producción promedio diaria del ejercicio			
Petróleo (Mbbl)	257	243	227
NGLs (Mbbl)	44	43	41
Gas natural (bcf)	1.322	1.279	1.323
Total (Mboe)	536	514	504
Capacidad de refinación			
Capacidad (kbb/d)	338	328	328
Distribución minorista al cierre del ejercicio			
Estaciones de servicio	1.680	1.679	1.658

Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro muestra, para cada uno de los períodos indicados, nuestros préstamos, patrimonio y capitalización. Este cuadro debe leerse junto con la información que aparece en “Antecedentes financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera” y nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados incluidos en este Prospecto.

	Al 31 de diciembre de		
	2024	2023	2022
Cifras expresadas en millones de Ps.			
<u>Préstamos corrientes</u>	1.964.777	1.217.206	201.808
Con garantía	286.693	194.801	43.672
Sin garantía	1.678.084	1.022.405	158.136
<u>Préstamos no corrientes</u>	7.249.715	5.391.865	1.053.196
Con garantía	878.694	247.837	97.738
Sin garantía	6.371.021	5.144.028	955.458
Total préstamos	9.214.492	6.609.071	1.255.004
Total patrimonio	12.231.960	7.303.815	1.868.304
Total capitalización ⁽¹⁾	21.446.452	13.912.886	3.123.308

(1) Corresponde a la suma de préstamos y el patrimonio.

El siguiente cuadro desglosa el total de préstamos de la Emisora, clasificando los pasivos al 31 de diciembre de 2024 y al 26 de marzo de 2025:

	Al 31 de diciembre de 2024	Al 26 de marzo de 2025 ⁽¹⁾
Cifras expresadas en millones de Ps.		
Pagarés electrónicos	103.050	107.158
Cheques de pago diferido	-	-
Cheques electrónicos	-	-
Facturas de crédito	-	-
Cauciones	-	-
Deudas financieras bancarias	1.267.734	1.575.561
Obligaciones negociables	7.804.328	8.463.633
Otros préstamos	31.100	32.341
Total de préstamos de YPF S.A.	9.206.212	10.178.693

(1) Corresponde a los saldos de préstamos de YPF S.A. al 26 de marzo de 2025 calculados en base a información de gestión de la Compañía.

(2) Al 31 de diciembre de 2024 corresponden a: (i) Pagaré B con fecha de vencimiento el 30 de julio de 2025 por \$ 51.524 millones; (ii) Pagaré B con fecha de vencimiento el 30 de julio de 2025 por \$ 25.763 millones; y (iii) Pagaré B con fecha de vencimiento el 28 de enero de 2026 por \$ 25.763 millones. Al 26 de marzo de 2025 corresponden a: (i) Pagaré B con fecha de vencimiento el 30 de julio de 2025 por \$ 53.578 millones; (ii) Pagaré B con fecha de vencimiento el 30 de julio de 2025 por \$ 26.790 millones; y (iii) Pagaré B con fecha de vencimiento el 28 de enero de 2026 por \$ 26.790 millones.

Los siguientes cuadros indican el vencimiento de los préstamos de la Emisora al 31 de diciembre de 2024 y al 26 de marzo de 2025:

Cifras expresadas en millones de Ps. ⁽¹⁾	Al 31 de diciembre de 2024					
	Fecha de vencimiento					
	0-3 meses	3-6 meses	6-9 meses	9-12 meses	Mayor a 12 meses	Total
Obligaciones Negociables	231.738	220.792	843.456	61.478	6.446.864	7.804.328
Pagarés electrónicos	-	-	77.287	-	25.763	103.050
Deudas financieras bancarias	182.811	141.618	137.968	51.611	753.726	1.267.734
Otros préstamos	-	-	-	-	31.100	31.100
Total de préstamos de YPF S.A.	414.549	362.410	1.058.711	113.089	7.257.453	9.206.212

(1) Corresponde a los saldos de préstamos de YPF S.A. al 31 de diciembre de 2024.

Cifras expresadas en millones de Ps. ⁽¹⁾	Al 26 de marzo de 2025					
	Fecha de vencimiento					
	0-3 meses	3-6 meses	6-9 meses	9-12 meses	Mayor a 12 meses	Total
Obligaciones Negociables	221.892	127.139	63.947	621.644	7.429.011	8.463.633
Pagarés electrónicos	80.369	-	-	26.789	-	107.158
Deudas financieras bancarias	63.891	298.849	219.699	322.901	670.221	1.575.561
Otros préstamos	-	-	-	-	32.341	32.341
Total de préstamos de YPF S.A.	366.152	425.988	283.646	971.334	8.131.573	10.178.693

(1) Corresponde a los saldos de préstamos de YPF S.A. al 26 de marzo de 2025 calculados en base a información de gestión de la Compañía.

La variación porcentual de los saldos del activo total, pasivo total y patrimonio al 31 de diciembre de 2024 en comparación con los saldos al 31 de diciembre de 2023 fue de 149,9%, 140,0% y 167,5%, respectivamente.

La variación porcentual de los préstamos de la Emisora al 31 de diciembre de 2024 en comparación con los saldos al 26 de marzo de 2025 fue de 11%, la cual se explica principalmente por un aumento del 20% en deudas financieras bancarias, un aumento del 4% en las Obligaciones Negociables de la compañía y otras variaciones se deben a fluctuaciones en el tipo de cambio.

El resultado neto de la Emisora por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue una ganancia de \$ 2.122.815 millones en comparación con el resultado neto por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 que fue una pérdida de \$ 1.532.745 millones.

La información financiera incluida en la presente sección es preliminar (excepto por aquella información al 31 de diciembre de 2024), no ha sido auditada ni revisada por auditores independientes y ha sido incorporada únicamente a efectos de dar cumplimiento al Criterio Interpretativo N° 94 de la CNV.

Razones de la oferta y destino de los fondos

Emplearemos el producido neto proveniente de las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente para uno o cualquiera de los siguientes objetos, en cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y su reglamentación, según lo especificado en el Suplemento de Prospecto correspondiente:

- Inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina.
- Adquisición de fondos de comercio situados en Argentina.
- Integración de capital de trabajo en Argentina.
- Refinanciación de pasivos.
- Integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a nosotros, a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique a los destinos antes especificados; y/o
- Aportes a uniones transitorias relacionados con inversiones en activos físicos situados en Argentina.

Estando pendiente su aplicación, los eventuales fondos podrán ser invertidos en inversiones transitorias de corto plazo, incluyendo, pero no limitado a instrumentos financieros líquidos de alta calidad, depósitos a plazo fijo e instrumentos “money market”, o según se especifique en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Capital social

A continuación, se da información sobre nuestro capital social, con breves resúmenes de algunas disposiciones de nuestros estatutos, de la LGS y algunas leyes y reglamentos vinculados, vigentes a la fecha de este Prospecto. La siguiente descripción resumida de nuestro capital social no pretende ser completa, y debe leerse en su totalidad junto con nuestro estatuto social, la LGS y las disposiciones de las demás leyes y reglamentos argentinos aplicables, entre ellas las normas de la CNV.

Aspectos generales

Nuestro capital social es de Ps. 3.933.127.930, representado por 3.764 acciones Clase A, 7.624 acciones Clase B, 40.422 acciones Clase C y 393.260.983 acciones Clase D, el cual se encuentra totalmente suscrito, integrado y autorizado a la oferta pública, con un valor nominal de Ps. 10 por cada acción y derecho a un voto por acción. Nuestro capital social no ha registrado cambios desde el 31 de diciembre de 2004. A la fecha de este Prospecto, YPF S.A. no ha emitido acciones preferidas.

Acciones Clase C

Como resultado de las operaciones realizadas de acuerdo con la Ley de Privatización, el porcentaje de propiedad del gobierno argentino en nuestro capital social se redujo del 100% al 30%, incluyendo las acciones que se habían reservado para ser ofrecidas a nuestros empleados una vez que el gobierno argentino estableciera los términos y condiciones de acuerdo con la legislación argentina. Las acciones reservadas para ser ofrecidas a los empleados representaban el 10% de nuestro capital social en circulación.

En julio de 1997, las acciones Clase C separadas al momento de la privatización a favor de nuestro personal, con exclusión de 1,5 millones de acciones Clase C separadas como reserva para afrontar futuros reclamos fueron vendidas por medio de una oferta pública global, aumentando al 75% el porcentaje de nuestras acciones en circulación en poder del público. Los fondos generados por dichas operaciones se utilizaron para cancelar deudas relacionadas con el PPP, distribuyéndose el remanente entre los participantes del programa. Adicionalmente, por Resolución N° 1.023/2006 del Ministerio de Economía, se efectuó la transferencia de 1.117.717 acciones Clase C a los empleados cubiertos por el PPP, pertenecientes al grupo de acciones Clase C separadas como reserva para afrontar posibles reclamos, reservándose 357.987 acciones Clase C hasta que se arribara a una decisión en un juicio en trámite. Una vez dictada la sentencia definitiva en dicho juicio, y de acuerdo con el mecanismo para la conversión de las acciones Clase C en acciones Clase D establecido por Decreto N° 628/1997 y sus normas complementarias, al 31 de diciembre de 2009 se habían convertido 1.477.983 acciones Clase C en acciones Clase D. A través de la Ley N° 25.471, el gobierno argentino asumió la responsabilidad exclusiva por cualquier compensación a recibir por ex empleados de YPF S.A. que fueron excluidos del PPP.

Véase Nota 31 a los Estados Financieros Consolidados Auditados e “Información de la Emisora—La Sociedad”.

Cambios significativos

Desde el 31 de diciembre de 2024 hasta la fecha de emisión de los Estados Financieros Consolidados Auditados (6 de marzo de 2025), no se han producido cambios significativos en relación con la Compañía, excepto por los descriptos en la Nota 40 a los Estados Financieros Consolidados Auditados. A la fecha de este Prospecto, no se han producido cambios significativos en relación con la Compañía desde la fecha de emisión de los Estados Financieros Consolidados Auditados adicionales a los descriptos a continuación.

Explotación conjunta de Aguada del Chañar

El 21 de marzo de 2025, YPF S.A. y CGC han celebrado los contratos definitivos relacionados con la explotación conjunta de hidrocarburos en la concesión de explotación no convencional Aguada del Chañar, en la Provincia del Neuquén, cuya superficie es de 57 km². Las participaciones de YPF S.A. y CGC en la explotación conjunta serán 51% y 49%, respectivamente, manteniendo YPF S.A. la operación del bloque.

La transacción se realizó por la suma de US\$ 75 millones y, además, CGC solventará, por cuenta y orden de YPF S.A., el 80,40% de las inversiones que sean atribuibles al porcentaje de participación de YPF S.A. en el bloque, durante un plazo de cuatro años, sujeto a determinados montos máximos anuales y mensuales.

Proyecto Campos Maduros

El 29 de enero de 2025 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Mendoza la Resolución N° 16/2025, mediante el cual se autorizó la cesión del 100% de los derechos y obligaciones de YPF en las concesiones de explotación “Barrancas”, “Vizcacheras”, “La Ventana”, “Ceferino”, “Mesa Verde” y “Río Tunuyán” a favor de Petroleos Sudamericanos S.A. (“PS”).

El 27 de marzo de 2025, habiéndose cumplido todas las condiciones de cierre por parte de YPF y de PS, se instrumentó la cesión del 100% de los derechos y obligaciones de YPF en dichas concesiones de explotación a favor de PS.

Reseña y perspectiva operativa y financiera

Información contable y operativa seleccionada

Para los cuadros que presentan nuestra información contable y financiera seleccionada por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, véase “Antecedentes financieros—Resumen de información contable y operativa seleccionada”.

Análisis y explicaciones de la Dirección sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones

El siguiente análisis debe leerse conjuntamente con nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2024, incluidos por referencia en este Prospecto.

Información financiera

Nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados se presentan sobre la base de la aplicación de las NIIF emitidas por el IASB. Véase Nota 2.a) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Los datos financieros contenidos en este Prospecto al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 se han derivado de nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados, que fueron aprobados y autorizados a emitirse en la reunión de Directorio de fecha 6 de marzo de 2025 y que incluye los hechos posteriores significativos hasta dicha fecha.

Información por segmentos de negocio

En relación con la información por segmentos de negocio, véase Nota 5 a los Estados Financieros Consolidados Auditados e “Información de la Emisora—Organización del negocio”.

Factores que afectan nuestras operaciones

Nuestras operaciones resultan afectadas por varios factores (véase “Factores de riesgo”), entre los que se incluyen, pero no se limitan a:

- Volumen de hidrocarburos y productos derivados que producimos y vendemos
- Regulación de precios internos
- Nuestra política de precios para los combustibles
- Regulaciones sobre exportaciones e importaciones
- Precios internacionales del petróleo y sus productos derivados
- Crisis y tensiones geopolíticas
- Nuestras erogaciones en bienes de capital y disponibilidad de financiamiento para la Compañía
- Decisiones de nuestros socios comerciales en uniones transitorias en relación con inversiones en áreas en las que operamos conjuntamente
- Inflación y cambios en el valor de la moneda
- Aumentos de costos
- Demanda de hidrocarburos y productos derivados en el mercado local
- Riesgos operacionales
- Huelgas y otras formas de protesta pública en Argentina
- Impuestos, incluyendo los impuestos sobre las exportaciones
- Regulaciones de flujo de capital
- Tipo de cambio entre el peso y el dólar
- Revocación de nuestras concesiones en caso de incumplimiento de ciertas disposiciones según lo establecido por las leyes y acuerdos con el gobierno argentino y las provincias
- Incapacidad para renovar o ampliar nuestras concesiones
- Dependencia en la infraestructura y la red logística utilizada para entregar nuestros productos
- Tasas de interés
- Regulaciones de nuestras actividades, incluyendo aquellas relacionadas con cuestiones medioambientales
- Pandemias
- Transición energética y energía con bajas emisiones de carbono

Para información sobre nuestro resultado de las operaciones véase “Antecedentes financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Principales rubros de los estados de resultados integrales”.

Nuestro negocio es inherentemente volátil debido a la influencia de factores externos, como los enumerados anteriormente. En consecuencia, nuestra situación financiera pasada, los resultados de las operaciones, nuestros indicadores y la situación financiera pueden no ser indicativos de las condiciones financieras, los resultados de las operaciones o las tendencias en períodos futuros.

Condiciones macroeconómicas

Panorama general

Prácticamente la totalidad 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.

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 Instituto Nacional de Estadística y Censos (“INDEC”) en febrero de 2025, la actividad económica en Argentina en diciembre de 2024 registró una variación positiva de 5,5% respecto de diciembre de 2023, mientras que la variación acumulada de 2024 registró una disminución de 1,8% respecto del año anterior.

En términos de inflación, Argentina ha enfrentado altos índices de inflación que se aceleraron desde los últimos meses de 2023 y hasta febrero de 2024, cuando se observó una desaceleración de las tasas de inflación. Durante 2024, el Índice de Precios al Consumidor (“IPC”) elaborado por el INDEC tuvo un incremento acumulado de 117,8%, mientras que el Índice de Precios Internos Mayoristas (“IPIM”), elaborado por el mismo organismo, presentó un incremento acumulado de 67,1%. Durante 2023, el incremento acumulado del IPC fue de 211,4% mientras que el IPIM aumentó 276,4%.

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\$ 18.899 millones durante 2024, mientras que en 2023 se registró un déficit que ascendió a US\$ 6.925 millones, explicado por una disminución de las importaciones de 17,5% y un aumento de las exportaciones de 19,4%, en comparación con 2023.

En lo que respecta a las condiciones del mercado local en materia cambiaria, el tipo de cambio peso/dólar alcanzó un valor de 1.030,50 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2024, habiéndose incrementado un 27,7% desde su valor de 806,95 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2023. La cotización promedio de 2024 ascendió a 914,67 pesos por dólar y fue un 210,1% superior al promedio registrado durante 2023 de 294,95 pesos por dólar.

En el marco del Servicio de Facilidades Extendidas (“EFF”) acordado con el FMI, cabe mencionar que en enero de 2024 dicho organismo modificó las metas del acuerdo en función de los planes de estabilización de la nueva administración del Gobierno Nacional, aprobando prorrogar el acuerdo hasta el 31 de diciembre de 2024 y recalibrar los desembolsos previstos. En junio de 2024 el FMI concluyó la octava revisión trimestral del acuerdo e indicó que las metas fueron sobre cumplidas, habilitando un desembolso de US\$ 800 millones. Posteriormente, el 11 de marzo de 2025 se publicó el DNU N° 179/2025 mediante el cual el Poder Ejecutivo aprobó celebrar un nuevo EFF con el FMI a 10 años cuyo destino de fondos será principalmente refinanciar pasivos, incluyendo letras intransferibles del tesoro y los montos pendientes de amortización bajo el EFF vigente. El 19 de marzo de 2025 la Cámara de Diputados del Congreso de la Nación aprobó el DNU N° 179/2025. A la fecha de este Prospecto, este EFF no ha sido celebrado. Para más información véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—La capacidad de Argentina para obtener financiamiento de los mercados internacionales de capitales podría estar limitada, lo que podría tener un impacto en nuestra capacidad de acceder a esos mercados” y “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—El aumento en las tasas de interés, la incertidumbre y la falta de liquidez en los mercados crediticios y de capital podrían afectar nuestra capacidad para obtener crédito y financiamiento u obtenerlos en términos aceptables”.

En lo relativo al contexto macroeconómico local, existen todavía desafíos relevantes por resolver vinculados con los desbalances macroeconómicos de la economía argentina, entre ellos continuar reduciendo las tasas de inflación, mantener el superávit comercial y fiscal, acumular reservas, administrar la deuda pública y mejorar la competitividad de la industria local.

En este sentido, las medidas adoptadas por el gobierno nacional están focalizadas en la desregulación de la economía argentina y en la reducción del gasto público y la emisión monetaria, que se han ido implementando a través del Decreto N° 70/2023 (véase Nota 36.i) a los Estados Financieros Consolidados Auditados) y de la Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos N° 27.742 (“Ley Bases”), publicada en el Boletín Oficial el 8 de julio de 2024 (véase Nota 36.j) a los Estados Financieros Consolidados Auditados).

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, 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, si la volatilidad e incertidumbre en los precios internacionales del petróleo y sus derivados y las fluctuaciones en el valor del peso continúan en el futuro próximo.

Durante 2024 las entregas de petróleo en el mercado local fueron negociadas entre empresas productoras y refinadoras. El precio del barril de petróleo Brent promedió US\$ 79,8 en 2024 (una disminución de 2,9% respecto del promedio de 2023). Para los crudos Medano y Escalante, los precios promedio por barril fueron de US\$ 68,9 y US\$ 72,7, respectivamente, para 2024, en comparación con precios promedio por barril de US\$ 60,8 y US\$ 68,7, respectivamente, para 2023.

En 2023 se iniciaron exportaciones de petróleo a Chile. Respecto de este destino de exportación, durante 2024 se exportaron 11.870 miles de barriles (US\$ 914 millones) mientras que durante 2023 se exportaron 3.786 miles de barriles (US\$ 310 millones). En el cuarto trimestre de 2024 se observó un crecimiento de 106,7% del volumen exportado con respecto al cuarto trimestre de 2023 impulsado por la puesta en funcionamiento del Oleoducto Vaca Muerta Norte en noviembre de 2023. Durante el cuarto trimestre de 2024 se exportaron 3.581 miles de barriles (US\$ 257 millones), en comparación con 1.732 miles de barriles (US\$ 141 millones) en el cuarto trimestre de 2023.

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.

Principales rubros de los estados de resultados integrales

	Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de			Variaciones porcentuales	
	2024	2023	2022	2024 vs 2023	2023 vs 2022
Estados de resultados integrales consolidados - Cifras expresadas en millones de Ps.					
Ingresos	17.895.031	5.484.544	2.526.466	226,3%	117,1%
Costos	(13.021.894)	(4.525.390)	(1.881.711)	187,8%	140,5%
Resultado bruto	4.873.137	959.154	644.755	408,1%	48,8%
Gastos de comercialización	(1.981.416)	(598.318)	(257.724)	231,2%	132,2%
Gastos de administración	(794.025)	(260.315)	(92.207)	205,0%	182,3%
Gastos de exploración	(229.141)	(19.995)	(9.127)	1.046,0%	119,1%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios	(87.902)	(1.614.373)	(18.427)	(94,6%)	8.660,9%
Otros resultados operativos, netos	(623.415)	64.576	30.346	n/a	112,8%
Resultado operativo	1.157.238	(1.469.271)	297.616	n/a	n/a
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	358.335	(30.909)	58.082	n/a	n/a
Resultados financieros, netos	(545.125)	620.884	43.478	n/a	1.328,0%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	970.448	(879.296)	399.176	n/a	n/a
Impuesto a las ganancias	1.152.367	(653.449)	(108.912)	n/a	500,0%
Resultado neto del ejercicio	2.122.815	(1.532.745)	290.264	n/a	n/a
Otros resultados integrales del ejercicio	2.803.709	6.969.055	734.120	(59,8%)	849,3%
Resultado integral del ejercicio	4.926.524	5.436.310	1.024.384	(9,4%)	430,7%

Los ingresos comprenden ingresos por ventas principalmente de combustibles, gas natural, productos refinados y petroquímicos y productos non-oil; y los incentivos otorgados por el Estado Nacional. Las tablas a continuación presentan, para los períodos indicados, volúmenes y precios con respecto a las ventas de nuestros principales productos en los mercados local y de exportación.

Mercado local

Producto	Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de									
	2024				2023				2022	
	Unidades Vendidas		Precio promedio por unidad		Unidades Vendidas		Precio promedio por unidad		Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad
Gas natural ⁽¹⁾	14.121	Mm ³	160	US\$/km ³	13.735	Mm ³	128	US\$/km ³	14.117	Mm ³
Gasoil	8.165	km ³	790	US\$/m ³	8.863	km ³	733	US\$/m ³	8.783	km ³
Naftas	5.782	km ³	694	US\$/m ³	6.063	km ³	576	US\$/m ³	5.680	km ³
Jet fuel	522	km ³	780	US\$/m ³	569	km ³	879	US\$/m ³	519	km ³
Fertilizantes, granos y harinas	868	ktn	482	US\$/tn	1.168	ktn	551	US\$/tn	1.015	ktn
Petroquímicos	295	ktn	931	US\$/tn	296	ktn	987	US\$/tn	396	ktn

(1) Las cifras por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 han sido reexpresadas debido a la inclusión de las ventas retail de gas natural.

Mercado externo

Producto	Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de					
	2024		2023		2022	
	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad
Petróleo	2.032 km ³	474 US\$/m ³	739 km ³	489 US\$/m ³	65 km ³	392 US\$/m ³
Gas natural	716 Mm ³	200 US\$/km ³	504 Mm ³	204 US\$/km ³	594 Mm ³	205 US\$/km ³
Gasoil	129 km ³	1.068 US\$/km ³	131 km ³	1.161 US\$/km ³	98 km ³	1.105 US\$/km ³
Nafta virgen	94 km ³	411 US\$/m ³	166 km ³	452 US\$/m ³	151 km ³	653 US\$/m ³
Nafta	49 km ³	714 US\$/m ³	- km ³	- US\$/m ³	- km ³	- US\$/m ³
Jet fuel	692 km ³	728 US\$/m ³	663 km ³	825 US\$/m ³	528 km ³	964 US\$/m ³
Granos y Harinas	829 ktn	467 US\$/tn	178 ktn	434 US\$/tn	1.232 ktn	555 US\$/tn
Fuel oil	143 ktn	629 US\$/tn	132 ktn	614 US\$/tn	199 ktn	828 US\$/tn
Petroquímicos	321 ktn	613 US\$/tn	245 ktn	593 US\$/tn	103 ktn	1.299 US\$/tn

(1) Valores menores a 1 km³. No se indica el precio promedio porque corresponde a una operación concreta.

Las exportaciones representaban 15,1%, 11,0%, y 12,1%, de nuestros ingresos por los ejercicios finalizados en 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

La siguiente tabla presenta, para cada uno de los periodos indicados, un desglose de nuestros costos:

	Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de (en millones de Ps.)		
	2024	2023	2022
Inventarios al inicio del ejercicio	1.357.716	307.766	153.927
Compras	4.202.124	1.637.766	850.335
Costos de producción	8.701.605	2.849.045	1.051.382
Efecto de conversión	352.967	1.074.139	130.529
Desvalorización de inventarios	(20.818)	-	-
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	28.956	14.390	3.304
Reclasificaciones ⁽²⁾	(6.990)	-	-
Inventarios al cierre del ejercicio	(1.593.666)	(1.357.716)	(307.766)
Total	13.021.894	4.525.390	1.881.711

(1) Corresponde al ajuste por inflación de los saldos al inicio de los inventarios de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado en el rubro de "Otros resultados integrales" en el estado de resultados integrales.

(2) Corresponde a los saldos de nuestra subsidiaria YPF Brasil reclasificados al rubro de "Activos mantenidos para la venta" en el estado de situación financiera, ver Nota 3 apartado "Venta de la participación en YPF Brasil" a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Nuestros costos representaron el 72,8%, 82,5% y 74,5% de nuestros ingresos consolidados en 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

La siguiente tabla presenta, para cada uno de los períodos indicados, un desglose de los costos de producción:

	Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de (en millones Ps)		
	2024	2023	2022
Sueldos y cargas sociales	1.040.903	390.885	122.047
Honorarios y retribuciones por servicios	66.509	19.709	5.776
Otros gastos de personal	286.492	87.834	29.290
Impuestos, tasas y contribuciones	166.824	38.468	16.130
Regalías, servidumbres y cánones	1.035.798	298.094	135.454
Seguros	87.068	24.546	9.427
Alquileres de inmuebles y equipos	213.017	63.684	19.559
Depreciación de propiedades, planta y equipo	2.127.683	865.993	318.543
Amortización de activos intangibles	26.100	9.110	3.711
Depreciación de activos por derecho de uso	236.903	62.137	26.610
Materiales y útiles de consumo	501.371	176.880	61.839
Contrataciones de obra y otros servicios	612.868	133.556	43.032
Conservación, reparación y mantenimiento	1.627.411	458.639	169.606
Transporte, productos y cargas	510.837	157.699	64.271
Combustibles, gas, energía y otros	161.821	61.811	26.087
Total	8.701.605	2.849.045	1.051.382

Resultado operativo

En la sección siguiente se presenta una discusión comparativa de nuestro resultado operativo para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022. El 1 de julio de 2024 ciertos activos relacionados con la producción de arena de fractura para la perforación y fractura de pozos, incluidos previamente en el segmento de negocio de Upstream, han sido agrupados en Administración Central y Otros. Consecuentemente, la información comparativa de los estados financieros correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 ha sido reexpresada. No obstante, estos cambios no son materiales.

La Compañía 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 de la Compañía.

A fin de alinear las explicaciones del resultado operativo de la Compañía con la Nota de Información por segmentos de negocio a los Estados Financieros Consolidados Auditados, dichas explicaciones se realizan en dólares. Véase “Información de la Emisora—Organización del negocio” y Nota 5 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Año 2024 vs Año 2023

Durante 2024 la ganancia operativa de la Compañía fue de US\$ 1.480 millones, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 1.248 millones durante 2023. Esto representa un incremento de US\$ 2.728 millones principalmente explicado por:

- Mayores ventas en el mercado externo por US\$ 1.010 millones, principalmente por exportaciones de petróleo por mayores volúmenes de venta.
- Mayores ventas en el mercado local por US\$ 972 millones, principalmente por mayores precios de venta de combustibles, parcialmente compensados por menores volúmenes de venta, y mayores precios y volúmenes de venta de gas natural (como distribuidores).
- Menores cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 2.201 millones.
- Parcialmente compensados por mayores costos por US\$ 57 millones, debido principalmente a mayores costos de producción (US\$ 549 millones) afectados por mayores costos y una mayor variación de existencias negativa (US\$ 83 millones), compensados parcialmente por menores compras (US\$ 575 millones).
- Mayores gastos de comercialización, gastos de administración y gastos de exploración por US\$ 637 millones, debido a:
 - Mayores gastos de comercialización por US\$ 328 millones, principalmente por mayores cargos de impuestos, tasas y contribuciones, y por desvalorización de créditos por ventas relacionados con montos adeudados por CAMMESA y por la SE.
 - Mayores gastos de exploración por US\$ 178 millones, principalmente debido a perforaciones exploratorias improductivas derivadas del Pozo Argerich en el segundo trimestre de 2024 y de pozos principalmente en áreas no convencionales en el cuarto trimestre de 2024.
 - Mayores gastos de administración por US\$ 131 millones, principalmente por sueldos y cargas sociales, y por honorarios y retribuciones por servicios.
- Una variación negativa en otros resultados operativos, netos de US\$ 761 millones, explicada principalmente por mayores cargos por provisiones por optimizaciones operativas y por indemnizaciones, el resultado de los cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta relacionados con el “Proyecto Campos Maduros” y menores ingresos por el Programa de Incremento Exportador (véase Notas 28 y 11 apartado “Proyecto Campos Maduros” a los Estados Financieros Consolidados Auditados).

Los resultados financieros, netos de la Compañía durante 2024 fueron una pérdida de US\$ 695 millones (\$ 545.125 millones), en comparación con la ganancia de US\$ 897 millones (\$ 620.884 millones) durante 2023. La variación se da como consecuencia de una mayor diferencia de cambio positiva originada por la mayor devaluación del peso observada durante 2023, aplicada sobre una mayor posición monetaria pasiva neta en pesos de la Compañía, y a menores intereses de efectivo y equivalentes de efectivo e inversiones en activos financieros en 2024 respecto a 2023. Véase Nota 29 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

El cargo por impuesto a las ganancias de la Compañía correspondiente a 2024 fue una ganancia de US\$ 1.212 millones (\$ 1.152.367 millones), en comparación con la pérdida de US\$ 1.020 millones (\$ 653.449 millones) correspondiente a 2023. Véase Nota 18 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

El resultado neto de la Compañía correspondiente a 2024 fue una ganancia de US\$ 2.393 millones (\$ 2.122.815 millones), en comparación con una pérdida de US\$ 1.277 millones (\$ 1.532.745 millones) durante 2023.

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

Upstream

Durante 2024 la producción diaria de hidrocarburos aumentó un 4,4% respecto a 2023, alcanzando 536 mil boe/d.

La producción diaria de petróleo aumentó un 6,0% en 2024 respecto a 2023, promediando 257 mil bbl/d, impulsada por el crecimiento de la producción de petróleo no convencional.

En cuanto a la producción diaria de gas natural, aumentó un 3,4% respecto a 2023, promediando 37,4 Mm³/d, impulsada por un crecimiento de la producción no convencional. Asimismo, la producción diaria de NGLs aumentó un 0,4% en 2024 respecto a 2023.

Durante 2024 la ganancia operativa del segmento de Upstream fue de US\$ 515 millones, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 1.915 millones durante 2023. Esto representa un incremento de US\$ 2.430 millones principalmente explicado por:

- Mayores ventas por US\$ 1.032 millones, principalmente por ventas intersegmento de petróleo al segmento de Downstream y de gas natural al segmento de Gas y Energía, producto de un incremento en los volúmenes transferidos y en los precios de venta intersegmento promedio.
- Menores cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 2.209 millones, generados principalmente por el cargo reconocido en las UGE Petróleo, UGE Gas - Cuenca Austral y UGE Gas - Cuenca Neuquina en el cuarto trimestre de 2023 relacionado con el "Proyecto Campos Maduros", y por el cargo reconocido en la UGE Gas - Cuenca Neuquina en el tercer trimestre de 2023, parcialmente compensados por el cargo reconocido en la UGE Gas - Cuenca Noroeste, en el cuarto trimestre de 2024. Véase Notas 2.c) apartado "Reservas de petróleo y gas", 8 y 11 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los Estados Financieros Consolidados Auditados.
- Parcialmente compensados por mayores costos y gastos por US\$ 129 millones, debido principalmente a:
 - Mayores costos de extracción ("lifting cost") por US\$ 184 millones, principalmente por un mayor nivel de actividad y por mayores costos.
 - Mayores costos relacionados con regalías y otros cargos asociados a la producción de petróleo y gas natural por US\$ 137 millones, debido a un mayor volumen de producción y un mayor valor en boca de pozo.
 - Mayores gastos de exploración por US\$ 178 millones, principalmente debido a perforaciones exploratorias improductivas derivadas del Pozo Argerich en el segundo trimestre de 2024 y de pozos principalmente en áreas no convencionales en el cuarto trimestre de 2024.
 - Mayores cargos de otros costos y gastos por US\$ 258 millones, principalmente por mayores cargos en contrataciones de obras y otros servicios.
 - Parcialmente compensados por menores cargos por depreciaciones de propiedades, planta y equipo por US\$ 628 millones, debido principalmente a una menor base depreciable de propiedades, planta y equipo generada por ciertos grupos de activos que fueron clasificados como mantenidos para la venta en el primer trimestre de 2024 (véase Notas 8 y 11 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los Estados Financieros Consolidados Auditados), parcialmente compensados por mayores depreciaciones de activos de áreas no convencionales.
- Una variación negativa en otros resultados operativos, netos por US\$ 682 millones, explicada principalmente por mayores cargos por provisiones por optimizaciones operativas y por indemnizaciones, el resultado de los cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta relacionados con el "Proyecto Campos Maduros" (véase Notas 28 y 11 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los Estados Financieros Consolidados Auditados).

Downstream

Durante 2024 los niveles de procesamiento de nuestras refinerías promediaron 301 mil bbl/d, 2,1% superior a los niveles de procesamiento de 2023. Este aumento se produjo principalmente por: (i) la puesta en marcha del revamping en la unidad Topping D en el Complejo Industrial La Plata en el primer trimestre de 2024; (ii) el aumento de la capacidad de bombeo de petróleo desde Puesto Hernández hacia el Complejo Industrial Luján de Cuyo a partir de 2024; y (iii) la puesta en marcha de las unidades Magnaforming y HTNCB en el marco del proyecto de nuevas especificaciones de combustibles, en el segundo trimestre de 2024 en el Complejo Industrial La Plata.

En 2024 se obtuvo una mayor producción de naftas por 3,7%, de jet fuel por 1,7% y de gasoil por 1,2%.

Durante 2024 la ganancia operativa del segmento de Downstream fue de US\$ 1.306 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 896 millones durante 2023. Esto representa un incremento de la ganancia operativa de US\$ 410 millones principalmente explicado por:

- Mayores ventas en el mercado externo por US\$ 968 millones, principalmente por exportaciones de petróleo por mayores volúmenes de venta.
- Parcialmente compensadas por menores ventas en el mercado local por US\$ 66 millones, principalmente por menores volúmenes de ventas por US\$ 586 millones, mayoritariamente de fertilizantes, jet fuel, asfaltos, granos y harinas, lubricantes y bases, carbón y gasoil; parcialmente compensadas por mayores ventas de naftas por US\$ 520 millones por mayores precios de venta.
- Mayores costos y gastos por US\$ 451 millones, debido principalmente a:
 - Mayores costos y gastos, sin considerar el costo de refinación y logística, por US\$ 460 millones principalmente por mayores cargos de impuestos, tasas y contribuciones por US\$ 222 millones, explicado por un incremento de las retenciones a las exportaciones consistente con el aumento de las exportaciones, de combustibles, gas, energía y otros por US\$ 46 millones y de conservación, reparación y mantenimiento por US\$ 56 millones.
 - Una disminución del costo de refinación y logística por US\$ 9 millones.

- Una variación negativa en otros resultados operativos, netos por US\$ 38 millones, explicada principalmente por menores ingresos por el Programa de Incremento Exportador.
- Mayores cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 3 millones. Véase Nota 3 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Gas y Energía

Durante 2024 la ganancia operativa del segmento de Gas y Energía fue de US\$ 146 millones, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 3 millones durante 2023. Esto representa un incremento de US\$ 149 millones principalmente explicado por:

- Mayores ingresos por US\$ 641 millones, debido principalmente a:
 - Mayores ingresos de Metrogas por US\$ 491 millones, principalmente por mayores volúmenes y precios de venta de gas natural a los segmentos minorista y grandes clientes.
 - Mayores ventas de gas natural a terceros como productores por US\$ 80 millones, por mayores precios y volúmenes de venta.
- Parcialmente compensados por mayores costos y gastos por US\$ 486 millones, debido principalmente a:
 - Mayores precios y volúmenes de compra de gas natural como productores al segmento de Upstream y a terceros por US\$ 86 millones.
 - Mayores compras de Metrogas por US\$ 207 millones debido a mayores volúmenes y precios de compra de gas natural como distribuidores, en consonancia con el crecimiento de las ventas de este producto.
 - Mayores cargos por desvalorización de créditos por ventas por US\$ 56 millones relacionados principalmente con montos adeudados por CAMMESA y por la SE.
- Una variación negativa en otros resultados operativos, netos por US\$ 6 millones.

Administración Central y Otros

Durante 2024 la pérdida operativa de Administración Central y Otros ascendió a US\$ 371 millones, lo que representó un incremento de la pérdida operativa de US\$ 89 millones, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 282 millones en 2023, debido principalmente a mayores costos y gastos de la Sociedad.

Resultados no trascendidos a terceros

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 2024, que corresponden a la eliminación de los resultados operativos entre los distintos segmentos de negocio que no han trascendido a terceros, tuvieron un importe negativo de US\$ 116 millones comparado con un importe positivo de US\$ 56 millones en 2023. En ambos períodos los precios de transferencia reflejan las variaciones de los precios de mercado.

Año 2023 vs Año 2022

Durante 2023 la pérdida operativa de la Compañía fue de US\$ 1.248 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 2.482 millones durante 2022. Esto representa una disminución en el resultado operativo de US\$ 3.730 millones principalmente explicado por:

- Menores exportaciones por US\$ 425 millones, principalmente de granos y harinas por menores precios y volúmenes de venta.
- Menores ventas en el mercado local por US\$ 1.021 millones, principalmente por menores precios de venta de gasoil y fertilizantes.
- Mayores costos por US\$ 169 millones, principalmente debido a un aumento de los costos de producción por US\$ 999 millones 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), 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.
- Mayores cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles por US\$ 2.165 millones.
- Parcialmente compensados por menores gastos de comercialización, gastos de administración y gastos de exploración por US\$ 48 millones, debido a:
 - Menores gastos de comercialización y gastos de administración por US\$ 44 millones, principalmente por menores cargos de impuestos, tasas y contribuciones.
 - Menores gastos de exploración por US\$ 4 millones.

- Un mayor cargo positivo en otros resultados operativos, netos de US\$ 2 millones.

Los resultados financieros, netos de la Compañía durante 2023 fueron una ganancia de US\$ 897 millones (\$ 620.884 millones), en comparación con la ganancia de US\$ 128 millones (\$ 43.478 millones) durante 2022. Véase Nota 29 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

El cargo por impuesto a las ganancias de la Compañía correspondiente a 2023 fue una pérdida de US\$ 1.020 millones (\$ 653.449 millones), en comparación con la pérdida de US\$ 822 millones (\$ 108.912 millones) correspondiente a 2022. Véase Nota 18 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

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

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

Upstream

Durante 2023 la producción diaria de hidrocarburos aumentó un 2,0% respecto de 2022, alcanzando los 514 kboe/d.

La producción diaria de petróleo aumentó un 7,4% en 2023 respecto de 2022, promediando 243 kbb/d, 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/d durante 2023, como consecuencia de la menor demanda que impactó en la producción de gas natural. Asimismo, la producción diaria de líquidos de gas natural aumentó un 3,2% en 2023 respecto de 2022, principalmente debido a la puesta en marcha de la interconexión del gasoducto TGS - Tratayén en septiembre 2022.

Durante 2023 la pérdida operativa del segmento de Upstream fue de US\$ 1.915 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 1.306 millones durante 2022. Esto representa una disminución en el resultado operativo de US\$ 3.221 millones, principalmente explicada por:

- Mayores costos y gastos por US\$ 925 millones, principalmente debido a:
 - Un aumento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo por US\$ 502 millones, principalmente debido al aumento de los coeficientes de depreciación generado por un aumento de la producción de hidrocarburos 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, principalmente debido al incremento de los costos.
 - Parcialmente compensados por menores gastos de exploración por US\$ 4 millones, explicado principalmente por menores cargos de perforaciones exploratorias improductivas.
 - Una disminución en otros costos y gastos por US\$ 13 millones, principalmente por mayores cargos en las regalías y otros cargos asociados a la producción de petróleo y gas natural, debido a un menor valor en boca de pozo, compensado parcialmente por un mayor volumen de producción de petróleo.
- Un cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo por US\$ 2.288 millones en 2023, de los cuales US\$ 1.782 millones corresponden a campos maduros relacionados con las UGE Petróleo, UGE Gas - Cuenca Austral y UGE Gas - Cuenca Neuquina reconocidos en el cuarto trimestre de 2023, como consecuencia de la revisión del valor recuperable que realizó la Compañía de ciertos campos maduros que se esperaban disponer, y cuyo valor razonable menos los costos de venta se espera sea menor que su importe en libros, como consecuencia de la decisión del Directorio del 29 de febrero de 2024 que resolvió la disposición de ciertos grupos de activos, principalmente campos maduros de las cuencas Golfo San Jorge, Neuquina, Cuyana y Austral. Esta disposición de activos involucra 55 bloques y es consistente con los nuevos planes de gestión de la Compañía, que consideran que la racionalización del portafolio de Upstream convencional es una de las palancas en las que se basa la estrategia de YPF, con foco en actividades e inversiones en campos no convencionales; y US\$ 506 millones corresponden 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 de gas natural. Mientras que en 2022, la Compañía reconoció un cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo de la UGE Gas - Cuenca Austral por US\$ 123 millones, generado principalmente por la menor producción de gas natural esperada a partir del comportamiento de los campos y por incrementos en los costos de producción. Véase Nota 8 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.
- Parcialmente compensados por mayores ingresos por US\$ 58 millones, principalmente debido a las ventas de petróleo al segmento de Downstream por un aumento del volumen transferido, compensados parcialmente por una disminución del precio de venta intersegmento promedio respecto a 2022 y a las ventas de gas natural al segmento de Gas y Energía debido a una disminución del volumen transferido y del precio de venta intersegmento promedio respecto a 2022.

- Un menor cargo positivo en otros resultados operativos, netos de US\$ 189 millones, explicado principalmente por el recupero en 2022 de cargos vinculados a la provisión para juicios y contingencias de la Sociedad. Véase Nota 17.a) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Downstream

Durante 2023 los niveles de procesamiento de nuestras refinerías promediaron 294 kbb/d, 3,1% superior a los niveles de procesamiento en 2022. Este incremento se produjo por 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 de la logística. Durante 2023 YPF ha registrado niveles de procesamiento récord de petróleo desde 2016.

En 2023 se obtuvo una mayor producción de gasoil por 4,0%, de naftas por 3,0% y de jet fuel por 11,3%.

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 2022. Esto representa una disminución de US\$ 627 millones, principalmente explicada por:

- Menores exportaciones por US\$ 400 millones, principalmente debido a menores volúmenes vendidos y menores precios de venta promedio de granos y harinas y fuel oil, compensadas parcialmente por un aumento de las exportaciones de petróleo debido a mayores volúmenes vendidos y mayores precios de venta promedio.
- Menores ventas en el mercado local por US\$ 737 millones, principalmente debido a menores precios de venta de gasoil por US\$ 287 millones y menores ventas de otros productos (principalmente de fertilizantes, carbón, GLP y petroquímicos), compensadas parcialmente por mayores volúmenes vendidos de naftas por US\$ 33 millones.
- Un aumento del costo de refinación y logística de US\$ 189 millones.
- Parcialmente compensados por menores costos y gastos, sin considerar el costo de refinación y logística, por US\$ 624 millones.
- Una ganancia en otros resultados operativos, netos de US\$ 62 millones durante 2023 en comparación con una pérdida de US\$ 13 millones en 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 2022. Esto representa una disminución de US\$ 93 millones, principalmente explicada por:

- Menores ingresos por US\$ 321 principalmente debido a:
 - Menores ingresos de Metrogas por US\$ 195 millones, principalmente debido a menores precios de venta de gas natural a los segmentos minorista y grandes clientes.
 - Menores ventas de gas natural como productores al segmento del Upstream, al segmento del Downstream y a terceros por US\$ 62 millones, principalmente debido a menores volúmenes vendidos.
- Menores costos y gastos por US\$ 217 principalmente debido a:
 - Menores precios y volúmenes de compra de gas natural como productores al segmento del Upstream y a terceros por US\$ 76 millones.
 - Menores compras de Metrogas por US\$ 96 millones, principalmente debido a menores precios de compra promedio de gas natural consistente con la disminución en las ventas de este producto.
- Una ganancia en otros resultados operativos, netos de US\$ 8 millones durante 2023 en comparación con una pérdida de US\$ 3 millones en 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\$ 282 millones, lo que representó una disminución de la pérdida de US\$ 119 millones, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 401 millones en 2022, principalmente debido al cargo vinculado con la provisión para juicios y contingencias en 2022 (véase Nota 17 a los Estados Financieros Consolidados Auditados).

Resultados no trascendidos a terceros

Los principales resultados entre los segmentos de negocio se generan por: (i) las ventas de petróleo y gas natural producidos por el segmento del Upstream a los segmentos del 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 ambos períodos el movimiento de los precios de transferencia refleja las variaciones de los precios de mercado. Véase Nota 5 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Liquidez y recursos de capital

Liquidez

Supervisamos de cerca nuestros niveles de liquidez para atender las necesidades de caja de las operaciones comerciales y las obligaciones financieras. Tenemos un enfoque conservador para la administración de nuestra liquidez que consiste principalmente en: (i) efectivo y equivalente de efectivo (efectivo disponible, los depósitos a la vista en bancos, y otras inversiones de corto plazo de alta liquidez con vencimientos originales de 3 meses o menos), (ii) otras inversiones en activos financieros (letras y bonos emitidos por el BCRA y por el Tesoro Argentino, bonos corporativos y pagarés bursátiles) y (iii) descubiertos y/u otros acuerdos de financiación a corto plazo con bancos y Agentes de Liquidación y Compensación ("ALyC"). Basados en la discusión siguiente, consideramos que nuestro capital de trabajo es razonable para los requisitos actuales de la Compañía. Nuestra gerencia cree que nuestros saldos de efectivo y líneas de crédito disponibles son suficientes para cumplir con nuestros requisitos de liquidez actuales. Si determinamos que nuestros requerimientos de efectivo exceden la cantidad de efectivo y equivalentes de efectivo que tenemos disponibles en ese momento, podemos tratar de emitir títulos de deuda u obtener facilidades de crédito.

Para satisfacer nuestras necesidades de financiamiento, el acceso a facilidades crediticias bancarias junto con los mercados de capital locales e internacionales de deuda proporciona una fuente material de financiamiento a corto y largo plazo para la Compañía. La Compañía emitió varias series de obligaciones negociables ("ON") en el mercado local e internacional a diferentes monedas, tasas de interés y plazos, bajo Programas Globales y el Régimen de Emisor Frecuente. Todos estos valores están autorizados a negociarse en BYMA y/o en A3 Mercados, mientras que estamos autorizados a negociar las emisiones internacionales en la Bolsa de Valores de Luxemburgo. Para obtener información adicional sobre las ON en circulación de la Compañía al 31 de diciembre de 2024, véase Notas 4, 22 y 40 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Con base en el nivel de nuestros préstamos pendientes y nuestra dependencia del capital para mantener un programa de inversión significativo, tenemos una necesidad recurrente de financiación de la deuda para refinanciar la deuda que vence y financiar nuestras inversiones de capital. Nos vemos afectados tanto por el entorno macroeconómico local y mundial, así como por las condiciones del mercado financiero global y local. Esto nos expone a ciertos riesgos, que incluyen, entre otros, el riesgo de mercado (riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio), riesgo de liquidez y riesgo de crédito. Para más información relacionada con la administración del riesgo financiero véase Nota 4 a los Estados Financieros Consolidados Auditados, "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—Nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas en Argentina" y "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—La capacidad de Argentina para obtener financiamiento de los mercados internacionales de capitales podría estar limitada, lo que podría tener un impacto en nuestra capacidad de acceder a esos mercados".

Dadas las restricciones impuestas por el BCRA para el acceso al mercado cambiario (véase Nota 36.h) a los Estados Financieros Consolidados Auditados e "Información adicional—Regulaciones cambiarias") y la potencial flexibilización de dichas restricciones, la Compañía puede verse afectada en caso de variaciones del tipo de cambio, lo que ha motivado en los últimos años una estrategia activa en la administración de liquidez de la Compañía. Al 31 de diciembre de 2024, la liquidez de YPF, considerando el efectivo y equivalentes de efectivo y las inversiones en activos financieros corrientes, estaba compuesta en un 40,2% de pesos (aproximadamente 9% cubierto por dólares estadounidenses) y un 59,8% en monedas distintas del peso (principalmente dólares estadounidenses). Véase "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Los precios de nuestros productos en Argentina y las fluctuaciones en los precios internacionales del petróleo y de los productos refinados pueden afectar adversamente nuestros resultados de las operaciones".

Para el año 2024, desembolsamos un total aproximado de US\$ 5.000 millones en inversiones de capital, concentrados en nuestros desarrollos de petróleo no convencional. Sin embargo, en caso de que los flujos de efectivo de las actividades operativas en el futuro resulten ser menores a lo previsto dadas las incertidumbres relacionadas con la evolución del entorno económico argentino y, en general, sobre la economía mundial, es posible que debamos ajustar a la baja nuestro programa de inversiones de capital para priorizar la disciplina financiera y mantener nuestros ratios de apalancamiento neto en niveles prudentes.

Endeudamiento

La tabla a continuación presenta, para cada uno de los periodos indicados, la información sobre el total de nuestros préstamos:

	Al 31 de diciembre de (en millones de Ps.)		
	2024	2023	2022
Préstamos no corrientes	7.249.715	5.391.865	1.053.196
Préstamos corrientes	1.964.777	1.217.206	201.808
Total	9.214.492	6.609.071	1.255.004

Al 31 de diciembre 2024, 2023 y 2022, el 99,4%, 98,2% y 96,8% de nuestra deuda total consolidada se encontraba denominada en dólares estadounidenses, respectivamente. Además, al 31 de diciembre de 2024 el 93,9% de nuestra deuda total consolidada devenga intereses a una tasa fija.

Con respecto a la composición de nuestra deuda, al 31 de diciembre de 2024, nuestras ON representaban el 84,7% mientras que el restante 15,3% consiste en prefinanciaciones de exportaciones, financiación de importaciones, préstamos financieros, adelantos en cuenta corriente y pagarés bursátiles.

En el pasado, hemos recomprado algunos de nuestros bonos que cotizan en bolsa en transacciones de mercado abierto de manera independiente. Las sumas de nuestros bonos recomprados al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 fueron de Ps. 18.902 millones, Ps. 2.408 millones y Ps. 1.534 millones, respectivamente. De vez en cuando, podemos realizar recompras adicionales o efectuar otras transacciones relacionadas con nuestros bonos que cotizan en bolsa si, a nuestro juicio, las condiciones del mercado son atractivas.

La Sociedad se encuentra registrada como emisor frecuente de la CNV bajo el Registro de Emisor Frecuente N°4 otorgado por la Resolución N° RESFC-2018-19961-APN-DIR#CNV de fecha 28 de diciembre de 2018 del Directorio de la CNV. El monto bajo el Régimen de Emisor Frecuente fue autorizado por Resolución N° RESFC-2021-20939-APN-DIR#CNV de fecha 27 de enero de 2021 del Directorio de la CNV y Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2025-42-APN-GE#CNV de fecha 27 de marzo de 2025. La modificación de ciertos términos del Prospecto fue resuelta por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2022-22-APN-GE#CNV de fecha 24 de mayo de 2022. La ratificación de la condición de emisor frecuente de la Emisora (según se define más abajo) y la actualización del Prospecto fue resuelta por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2025-42-APN-GE#CNV de fecha 27 de marzo de 2025, con un monto disponible a emitir de US\$ 381.883.353 (o su equivalente en otras monedas, unidades de medida o valor), el cual puede ser incrementado. Para más información acerca de las aprobaciones del Directorio de la Sociedad, véase "Aviso a los inversores—Aprobaciones societarias".

El siguiente cuadro contiene información relativa a las fechas de vencimiento previstas de nuestros préstamos (capital más intereses devengados):

Al 31 de diciembre de 2024 (en millones de Ps.)							
Fecha de vencimiento							
	Total	Menos de 1 año	1 - 2 años	2 - 3 años	3 - 4 años	4 - 5 años	Más de 5 años
Préstamos	9.214.492	1.964.777	1.909.167	1.362.904	1.128.941	859.547	1.989.156

El siguiente cuadro contiene información relativa a las fechas de vencimiento previstas de nuestros préstamos corrientes (capital más intereses devengados):

Al 31 de diciembre de 2024 (en millones de Ps.)					
Fecha de vencimiento					
	Total	0 - 3 meses	3 - 6 meses	6 - 9 meses	9 - 12 meses
Préstamos corrientes	1.964.777	415.712	365.012	1.065.691	118.362

El 2 de enero de 2025 la Sociedad anunció una oferta de compra de las ON Clase XXXIX con vencimiento en julio de 2025 emitidas bajo el Programa Global 2008 por un total de capital de US\$ 757 millones, a un precio igual al capital más una prima e intereses devengados no pagados. Habiendo recibido y aceptado órdenes de compra por US\$ 315 millones, el 17 de enero de 2025 el 42% del monto de dicha ON fue completamente cancelado.

El 17 de enero de 2025 la Sociedad emitió en el mercado internacional las ON Clase XXXIV con vencimiento en enero 2034 por un monto nominal de US\$ 1.100 millones a una tasa de 8,25%. El capital será amortizado en 3 cuotas anuales y consecutivas del 30% en enero de 2032 y 2033 y del 40% en enero de 2034.

El 18 de enero de 2025 la Sociedad anuncio la compra del remanente de las ON Clase XXXIX a un precio igual al capital más una prima e intereses devengados no pagados. La recompra se hizo efectiva el 18 de febrero de 2025 cancelando la totalidad de las ON Clase XXXIX.

El 27 de febrero de 2025 la Sociedad emitió en el mercado local las ON Clase XXXV y Clase XXXVI por US\$ 140 millones con vencimiento el 27 de febrero de 2027 y US\$ 59 millones con vencimiento el 27 de agosto de 2025, respectivamente. Las ON Clase XXXV devengan intereses trimestralmente a una tasa fija anual del 6,25% y las ON Clase XXXVI devengan y pagan intereses al vencimiento a una tasa fija del 3,50%.

Para obtener detalles acerca de las tasas de interés de nuestros préstamos, incluyendo nuestras ON, véase Nota 22 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Para obtener una descripción de nuestra exposición al riesgo de mercado, véase "Antecedentes financieros—Información cualitativa y cuantitativa sobre el riesgo de mercado" y Notas 4 y 22 a los Estados Financieros Consolidados Auditados. Adicionalmente, para obtener más información acerca de nuestra capitalización y nuestro endeudamiento véase "Antecedentes financieros—Capitalización y endeudamiento".

Compromisos en nuestros préstamos

Mayoritariamente los préstamos de la Compañía contienen cláusulas de compromisos (covenants), dentro de los que se incluyen compromisos financieros asociados principalmente asociados a la limitación de incurrir en deuda adicional cuando se supera el ratio de apalancamiento y el ratio de deuda de cobertura de servicios de deuda, afectación negativa por fallos judiciales materiales adversos (véase Notas 17, 33 y 34 a los Estados Financieros Consolidados Auditados), entre otros.

Bajo los términos de los contratos de préstamos financieros y ON, si la Compañía incumple un covenant o no puede remediar dicho incumplimiento en el plazo estipulado, la Compañía estaría en incumplimiento ("default"), lo que podría resultar en una exigibilidad anticipada de sus obligaciones y podría afectar la liquidez de la Compañía. Adicionalmente, dado que la mayoría de los préstamos de la Compañía contienen disposiciones de incumplimiento cruzado, un default podría resultar en una exigibilidad anticipada de sus obligaciones bajo otros contratos.

La Compañía monitorea trimestralmente el cumplimiento de los covenants. Al 31 de diciembre de 2024 ha dado cumplimiento a las cláusulas de compromisos asumidos. Véase "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Si no cumplimos con las cláusulas (covenants) establecidos en nuestros contratos de crédito e indentures o al producirse un cambio de control de YPF S.A., es posible que debamos pagar nuestra deuda por adelantado" y "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—El aumento en las tasas de interés, la incertidumbre y la falta de liquidez en los mercados crediticios y de capital podrían afectar nuestra capacidad para obtener crédito y financiamiento u obtenerlos en términos aceptables".

Garantías otorgadas

Para información referente a las garantías otorgadas, véase Nota 35.d) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Información de flujo de efectivo

La siguiente tabla presenta, para cada uno de los períodos indicados, nuestra información de flujos de efectivo:

	Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de (en millones de Ps.)		
	2024	2023	2022
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	5.599.148	1.774.199	736.660
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(5.229.037)	(1.522.226)	(523.024)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(293.659)	33.164	(157.104)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	169.460	483.945	17.664
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	245.912	769.082	74.196
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	905.956	136.874	62.678
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	1.151.868	905.956	136.874

El flujo neto de efectivo de las actividades operativas en 2024 alcanzó un total de \$ 5.599.148 millones (US\$ 5.869 millones) en comparación con un total de \$ 1.774.199 millones (US\$ 5.913 millones) en 2023; este aumento de \$ 3.824.949 millones se debe, principalmente, a un incremento del resultado operativo (sin considerar depreciaciones y deterioro de propiedades, planta y equipo, desvalorización de inventarios, 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, remuneraciones y cargas sociales, otros pasivos y cargas fiscales; parcialmente compensada por un aumento en la variación de créditos por ventas y otros créditos. 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, 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 neto de efectivo de las actividades de inversión en 2024 alcanzó un total de \$ 5.229.037 millones (US\$ 5.511 millones) en comparación con un total de \$ 1.522.226 millones (US\$ 5.332 millones) en 2023; este aumento de \$ 3.706.811 millones se debió principalmente a mayores adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y altas de activos mantenidos para la venta por \$ 3.794.794 millones, menores cobros por ventas de activos financieros, netos por \$ 45.830 millones (cobros por ventas de activos financieros e intereses cobrados de activos financieros, netos de pagos por adquisición de activos financieros), parcialmente compensados por mayores cobros por concesiones, acuerdos de cesión y venta de activos por \$ 132.669 millones. 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, 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 (cobros por ventas de activos financieros, intereses cobrados de activos financieros, y pagos por adquisición de activos financieros) y mayores cobros por cesión de áreas y ventas de activos por \$ 3.289 millones.

El flujo neto de efectivo de las actividades de financiación en 2024 alcanzó un total de \$ 293.659 millones (US\$ 293 millones) debido principalmente a pagos de intereses por \$ 645.077 millones, pagos de arrendamientos por \$ 360.180 millones y adelantos en cuenta corriente, netos por \$ 45.095 millones, parcialmente compensado por los préstamos obtenidos netos de los pagos de préstamos \$ 759.796 millones (préstamos obtenidos netos de pagos de préstamos). 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 (préstamos obtenidos netos de pagos de préstamos) y de adelantos en cuenta corriente netos por \$ 32.602 millones, compensado parcialmente por pagos de intereses por \$ 214.032 millones y por pagos por arrendamientos por \$ 106.401 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 (pagos de préstamos netos de préstamos obtenidos), 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.

Requisitos materiales de efectivo

Los siguientes párrafos presentan información sobre nuestros compromisos materiales en virtud de contratos comerciales al 31 de diciembre de 2024:

- *Deuda:* La deuda total ascendió a \$ 11.841.099 millones al 31 de diciembre de 2024 de los cuales \$ 2.370.901 millones corresponden a deuda con vencimiento de menos de un año. Estos montos incluyen los intereses a lo largo de la vida de los instrumentos de deuda. Los intereses de los instrumentos de deuda a tasa variable se calculan utilizando la tasa al 31 de diciembre de 2024 (el 6% de nuestra deuda a dicha fecha devenga intereses a tasa variable). Para obtener una descripción de nuestros préstamos y las tasas de interés que devengan véase “Antecedentes financieros—Liquidez y recursos de capital—Endeudamiento”. Adicionalmente, véase Nota 22 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.
- *Pasivos por arrendamiento:* El total sin descontar (es decir, en términos nominales) de los pasivos por arrendamientos asciende a \$ 964.253 millones al 31 de diciembre de 2024 (de los cuales \$ 416.026 millones corresponden a pasivos por arrendamiento con vencimiento de menos de un año). Véase Nota 21 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.
- *Compras de bienes y servicios:* Las obligaciones de compra son obligaciones bajo acuerdos contractuales para la compra de bienes o servicios, incluyendo proyectos de inversión. Estas obligaciones son obligatorias y jurídicamente vinculantes para la Compañía y especifican todos los términos significativos, incluyendo cantidades fijas o mínimas a adquirir; provisiones de precios fijas, mínimas o variables; y el momento de la transacción. Para las obligaciones con cláusulas de cancelación, consideramos la parte no cancelable de los términos del contrato o la cuota mínima de cancelación. Adicionalmente, los compromisos de compra bajo acuerdos comerciales que no contemplan un monto fijo total han sido determinados usando nuestras mejores estimaciones. En consecuencia, nuestras obligaciones reales de compra pueden diferir de las estimadas al 31 de diciembre de 2024.

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía estaba comprometida a comprar bienes y servicios por más de \$ 6.688.036 millones de los cuales \$ 1.272.928 millones corresponden a compras con vencimiento de menos de un año. Nuestro análisis se centró en contratos cuantitativa y/o cualitativamente significativos (los contratos no analizados no son cuantitativa y/o cualitativamente materiales para nuestro negocio en su conjunto).

El calendario previsto para los pagos de las obligaciones se estima en base a la información actual. El momento de los pagos y los montos reales pagados pueden ser diferentes, dependiendo el momento de la recepción de los bienes o servicios, o los cambios en los montos acordados.

- *Otros pasivos:* Ascendieron a \$ 8.041.189 millones al 31 de diciembre de 2024, e incluyen:
 - Provisiones: Incluyen provisiones para juicios y contingencias, para gastos de medioambiente y para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos. Véase Nota 17 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.
 - Cuentas por pagar, pasivos de contratos, remuneraciones y cargas sociales, cargas fiscales, otros pasivos, impuesto a las ganancias a pagar, pasivos por impuestos diferidos, netos y pasivos asociados con activos mantenidos para la venta, según lo establecido en nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados.

Al 31 de diciembre de 2024, los compromisos exploratorios y de desarrollo y gastos hasta la finalización de los permisos de exploración y las concesiones de explotación más relevantes ascienden a \$ 2.055.159 millones. Véase Nota 35.c) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Además, tenemos compromisos adicionales bajo garantías. Véase Nota 35.d) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Inversiones de capital, gastos y desinversiones

Inversiones de capital y gastos

La siguiente tabla presenta, para cada uno de los períodos indicados, nuestros gastos e inversiones de capital para cada actividad:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2024		2023 ⁽²⁾		2022 ⁽²⁾	
	(en millones de US\$)	(%)	(en millones de US\$)	(%)	(en millones de US\$)	(%)
Gastos e inversiones de capital ⁽³⁾						
Upstream ⁽¹⁾	4.114	74,3%	4.250	74,3%	3.149	74,5%
Downstream	1.151	20,8%	1.140	19,9%	837	19,8%
Gas y Energía	142	2,6%	178	3,1%	78	1,8%
Administración Central y Otros	130	2,3%	156	2,7%	166	3,9%
Total	5.537	100,0%	5.724	100,0%	4.230	100,0%

(1) Incluye adquisiciones de propiedades, planta y equipos y gastos de exploración, netos de perforaciones exploratorias improductivas y costos para el abandono de pozos de hidrocarburos.

(2) La información comparativa de los estados financieros correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 ha sido reexpresada debido a los cambios en ciertos activos relacionados con la producción de arena de fractura para la perforación y fractura de pozos. Véase "Información de la Emisora—Organización del negocio" y la Nota 5 de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

(3) Estas cifras pueden diferir de los importes informados como "capital expenditures", "CAPEX" o términos similares en nuestras presentaciones de resultados y otras presentaciones y materiales, que pueden incluir importes consumidos en costos operativos y otros ajustes, tal como se describe en dichos comunicados, presentaciones y materiales.

Desinversiones

El 29 de febrero de 2024 el Directorio de YPF resolvió la disposición de ciertos grupos de activos relacionados con el segmento de negocio de Upstream, principalmente campos maduros en determinadas cuencas. Esta disposición de activos relacionados con campos maduros ("Proyecto Campos Maduros") es consistente con los planes de gestión de la Compañía, que considera que la racionalización 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 mayor información véase "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—Nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas en Argentina", "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Nuestro negocio depende de proyectos complejos, a largo plazo y de capital intensivo", "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Es posible que no ejecutemos en su totalidad o en parte nuestro plan de disposición relacionado con campos maduros ("Proyecto Campos Maduros")" e "Información de la Emisora—Estrategia de negocio—Pilares estratégicos: "desafío 4x4"". Al 31 de diciembre de 2024, en base a la evaluación de los cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta, la Compañía reconoció una pérdida por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta por \$ 272.804 millones en el rubro de "Otros resultados operativos, netos" en el estado de resultados integrales, generada principalmente por la declinación más pronunciada de los campos y la menor producción esperada a partir su comportamiento. El importe en libros de los activos mantenidos para la venta podrá ajustarse en períodos futuros dependiendo de los resultados del proceso de disposición y de la contraprestación económica que se acuerde con terceros por dichos activos. Véase Notas 8 y 11 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Durante 2024 YPF firmó distintos acuerdos de cesión por 8 grupos de activos (24 áreas), sujetos al cumplimiento de condiciones de cierre pactadas, incluyendo aprobaciones regulatorias y provinciales aplicables. A la fecha de este Prospecto, los restantes grupos de activos, principalmente áreas convencionales de Santa Cruz y Neuquén, se encuentran en negociaciones con terceros para su disposición o reversión. Para más información, véase "Información de la Emisora—Organización del negocio—Upstream", "Información de la Emisora—Organización del negocio—Upstream—Reservas de petróleo y gas" y la Nota 11 apartado "Proyecto Campos Maduros" de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

No hemos tenido desinversiones de capital durante 2023 y 2022.

Investigación y desarrollo, patentes y licencias

Para una descripción de nuestras políticas de investigación y desarrollo, véase "Información de la Emisora—Investigación y Desarrollo".

Información de tendencias

Véase “Factores de riesgo”.

Para información acerca de las tendencias que afectan nuestro negocio, véase “Información de la Emisora—Estrategia de negocio”, “Información de la Emisora—Descripción de los sectores en los que se desarrollan las actividades de la Emisora”, “Información de la Emisora—Organización del negocio”, “Información de la Emisora—Competencia”, “Antecedentes financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Factores que afectan nuestras operaciones”, “Antecedentes financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Condiciones macroeconómicas”, “Antecedentes financieros—Liquidez y recursos de capital—Inversiones de capital, gastos y desinversiones—Desinversiones”.

Novedades en materia regulatoria en Argentina

Para obtener información sobre los desarrollos normativos y regulatorios relacionados con la industria del petróleo y gas en Argentina, véase “Información de la Emisora—Marco legal y regulatorio argentino” de este Prospecto y la Nota 36 a los Estados Financieros Consolidados Auditados. Tal como se discute en “Factores de riesgo” y en cualquier otra parte de este Prospecto, las acciones del gobierno argentino han tenido y seguirán teniendo un efecto significativo en las empresas argentinas, incluyéndonos a nosotros.

Estimaciones contables relevantes

Nuestras estimaciones significativas y fuentes clave de incertidumbre se describen en la Nota 2.c) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Para información sobre la política contable de deterioro de valor de propiedades, planta y equipo, activos intangibles y activos por derecho de uso, así como sobre las estimaciones significativas y fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones de la prueba de deterioro, véase Notas 2.b.5) y 2.c), respectivamente, a los Estados Financieros Consolidados Auditados. El análisis del importe recuperable de propiedades, planta y equipo, activos intangibles y activos por derecho de uso se realiza en la fecha de cierre del ejercicio o siempre que exista algún indicio de deterioro del valor recuperable. Es difícil predecir con una certeza razonable el importe de las pérdidas futuras esperadas por deterioro debido a los diversos factores que afectan a los activos y los flujos de efectivo utilizados en el cálculo de la prueba de deterioro. Estos factores incluyen, entre otros, los precios de venta futuros del petróleo y gas natural, los volúmenes de reservas, la distribución en el tiempo de los niveles de producción asociados a dichas reservas, las inversiones futuras, los costos de producción, las tasas de agotamiento de los campos, la demanda y oferta de los mercados local e internacional, la legislación actual, las condiciones contractuales. De acuerdo con lo anterior, y en relación con la estimación del deterioro de valor de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2024, si nuestros precios futuros de petróleo y de gas natural se redujeran en 5 US\$/bbl y 0,5 US\$/MBtu respectivamente, para todos los años de los flujos de efectivo futuros descontados, y asumiendo que todos los demás factores se mantienen constantes, nuestra provisión para el deterioro de propiedades, planta y equipo que comprenden las UGE del segmento de negocio de Upstream incrementaría en aproximadamente US\$ 2,1 mil millones antes de los efectos del impuesto a las ganancias. Los flujos de efectivo reales pueden verse afectados materialmente por otros factores y existen numerosas incertidumbres inherentes a la estimación del valor presente de los flujos de efectivo futuros, por lo que este cálculo hipotético no debe interpretarse como indicativo de nuestros planes de desarrollo o resultados futuros de las operaciones. Adicionalmente, para información sobre los cargos por deterioro de valor, véase Nota 8 de los Estados Financieros Consolidados Auditados, y para información sobre nuestras estimaciones de reservas de petróleo y gas, véase “Información de la Emisora—Organización del negocio—Upstream—Reservas de petróleo y gas”.

Litigios

Las descripciones de los litigios se encuentran incorporados en las Notas 17, 33 y 34.b) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Información cualitativa y cuantitativa sobre el riesgo de mercado

La siguiente información cuantitativa y cualitativa se proporciona sobre los instrumentos financieros de los cuales somos parte al 31 de diciembre de 2024, y por los cuales pudiéramos incurrir en ganancias o pérdidas futuras como resultado de cambios en el mercado, en las tasas de interés, en el tipo de cambio o en los precios de los commodities. No utilizamos instrumentos derivados u otros instrumentos financieros con fines especulativos.

Esta información contiene manifestaciones sobre el futuro que están sujetas a riesgos e incertidumbres. Los resultados reales podrían variar significativamente como resultado de un número de factores, entre ellos, los detallados en “Factores de riesgo” y “Antecedentes financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Factores que afectan nuestras operaciones” de este Prospecto.

Exposición al tipo de cambio

El valor de aquellos activos y pasivos financieros denominados en una moneda distinta a la moneda funcional de YPF S.A., está sujeto a variaciones que se derivan de la fluctuación de los tipos de cambio. Dado que la moneda funcional de YPF S.A. es el dólar, la moneda que genera la mayor exposición es el peso, la moneda de curso legal en Argentina.

Para más información véase Notas 2.b.1) y 4 a los Estados Financieros Consolidados Auditados y “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—Podemos estar expuestos a fluctuaciones en los tipos de cambio” e “Información adicional—Tipos de cambio”.

Para obtener información comparativa para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024, véase el apartado “Información cualitativa y cuantitativa sobre el riesgo de mercado” del Prospecto de Emisor Frecuente por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, aprobado para su publicación el 25 de abril de 2024.

Exposición a las tasas de interés

Sólo el 6% de nuestra deuda financiera está sujeta a tasa de interés variable, mientras que sólo 2% de nuestros activos financieros medidos a costo amortizado están sujetos a tasa de interés variable. Los activos financieros medidos a costo amortizado sujetos a tasa de interés variable incluyen créditos de naturaleza comercial y poseen una baja exposición al riesgo de tasa de interés. Nuestros activos financieros medidos a costo amortizado que devengan intereses, ya sea a tasa de interés fija o variable, son activos corrientes.

Para obtener información sobre nuestros activos y pasivos financieros al 31 de diciembre de 2024 que pueden ser sensibles a cambios en las tasas de interés, véase Nota 4 apartado “Riesgo de tasa de interés” a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Los activos financieros mantenidos con el propósito de cobrar los flujos de efectivo y cuyos términos contractuales establecen los pagos, en fechas específicas, únicamente de capital e intereses, se miden a costo amortizado. Los activos financieros mantenidos para otros fines, o que no cumplan con todas las condiciones para ser medidos a costo amortizado, se miden a valor razonable con cambios en resultados. Para más información sobre nuestra política contable y valores razonables de los activos financieros véase Notas 2.b.7) y 6 a los Estados Financieros Consolidados Auditados, respectivamente.

Para obtener información sobre los vencimientos de nuestros pasivos financieros, véase Nota 4 apartado “Administración del riesgo de liquidez” y la Nota 22 a los Estados Financieros Consolidados Auditados y “Antecedentes financieros—Liquidez y recursos de capital—Endeudamiento”. Para información sobre los valores razonables de nuestros pasivos financieros, véase Nota 6 de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Adicionalmente véase “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—Las variaciones en los tipos de interés y de cambio de nuestros acuerdos de financiación actuales y/o futuros pueden dar lugar a aumentos significativos en nuestros costos de endeudamiento”.

Exposición al precio de los hidrocarburos

Nuestros resultados de las operaciones están expuestos a la volatilidad, principalmente en los precios de ciertos productos derivados del petróleo, especialmente en relación con las importaciones. Véase Nota 4 a los Estados Financieros Consolidados Auditados. Para información sobre nuestros compromisos de entrega de gas natural al 31 de diciembre de 2024, véase “Información de la Emisora—Organización del negocio—Gas y Energía—Compromisos de suministro de gas natural y contratos de suministro” y “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Los precios de nuestros productos en Argentina y las fluctuaciones en los precios internacionales del petróleo y de los productos refinados pueden afectar adversamente nuestros resultados de las operaciones”.

INFORMACIÓN DEL MERCADO

Mercados

Acciones y ADSs

Bolsa de Nueva York

Los ADS, cada uno de los cuales representa una acción de Clase D, cotizan en la Bolsa de Nueva York bajo el símbolo "YPF". Los ADS comenzaron a cotizar en la Bolsa de Nueva York el 28 de junio de 1993, y han sido emitidos por The Bank of New York Mellon, como depositario (el "Depositario").

Según los datos proporcionados por The Bank of New York Mellon, al 10 de marzo de 2025, había 121.565.060 ADS en circulación y 34 titulares de registro de ADS. Dichos ADS representaban el 30,9% del número total de acciones Clase D emitidas y en circulación a partir de esa fecha. Aproximadamente el 37% del total de acciones Clase D emitidas y en circulación cotizan en BYMA que es el mercado de valores más grande de Argentina y ha sido autorizado por la CNV para delegar ciertas funciones a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires ("BCBA").

Información de mercado

Precio de nuestras ADSs	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de (US\$/acción)	
	2024	2023
Máximo	44,88	17,70
Mínimo	14,91	8,71
Precio al cierre del ejercicio	42,51	17,19

El Mercado Argentino de Valores Negociables

El mercado principal de las acciones ordinarias de la Sociedad, que cotizan con el símbolo "YPFD", es BYMA.

Históricamente, el mercado de valores argentino estaba compuesto por cinco bolsas de comercio, ubicadas en las ciudades de Buenos Aires, Córdoba, Mendoza, Rosario y Santa Fe, que estaban autorizadas a cotizar títulos valores de oferta pública. Con la sanción y puesta en vigencia de la Ley de Mercado de Capitales y su Decreto reglamentario N° 471/2018, junto con las Normas de la CNV, se dispuso que los valores sólo podían cotizar y negociarse en los mercados de valores autorizados por la CNV.

La BCBA, que comenzó a operar en 1854, fue la principal bolsa de valores en Argentina, siendo el mercado primario donde las acciones ordinarias de la Compañía cotizaron por primera vez bajo el símbolo de cotización "YPFD". Sus funciones bursátiles fueron absorbidas por el S&P Merval, mercado de valores autorizado por la CNV. Un acuerdo entre S&P Merval y BCBA, aprobado por la CNV, delegó ciertas funciones a BCBA, incluyendo la autorización de cotización de valores; tribunales de arbitraje; y boletines de información pública.

El 29 de diciembre de 2016, la CNV aprobó la creación de BYMA como nuevo mercado de valores. BYMA surgió de la escisión del S&P Merval y del aporte de capital de la BCBA. Asimismo, la BCBA y el S&P Merval decidieron transferir la totalidad de su participación accionaria en la Caja de Valores S.A. a BYMA. En consecuencia, BYMA se convirtió en el accionista mayoritario de la Bolsa Incorporada, depositario central de valores reconocido internacionalmente. A la fecha de este Prospecto y como consecuencia de lo anterior, las acciones ordinarias de la Sociedad cotizan actualmente en BYMA bajo el símbolo de cotización "YPFD". El mercado de valores argentino está regulado por la CNV en virtud de la Ley de Mercado de Capitales, que supervisa las bolsas de valores, las transacciones de los agentes de bolsa, las operaciones de mercado, las ofertas públicas, el gobierno corporativo de las empresas públicas y la negociación de futuros y opciones. Los inversores institucionales argentinos y las compañías de seguros están regulados por organismos públicos independientes, mientras que las instituciones financieras están reguladas principalmente por el BCRA. En Argentina, los títulos de deuda y acciones negociados en bolsa o en el mercado extrabursátil deben depositarse en la Caja de Valores S.A., una sociedad anónima propiedad de BYMA en un 99,96%. La Caja de Valores S.A. es el depositario central de valores en la República Argentina, prestando servicios de cámara de compensación y actuando como agente de transferencia y pago de operaciones con valores. Asimismo, se encarga de la liquidación de las operaciones de valores realizadas por BYMA y opera a través de Millennium.

La Ley de Mercado de Capitales incluye varias disposiciones clave que definen los valores negociables, los requisitos de gobierno corporativo (incluidos los comités de auditoría compuestos por tres o más miembros del directorio, la mayoría de los cuales deben ser miembros independientes según las normas de la CNV; las normas para la estabilización del mercado; el uso de información privilegiada; la manipulación del mercado; el fraude de valores; las operaciones de privatización; y las adquisiciones de acciones con derecho a voto). También incluye disposiciones relativas a la desmutualización de las bolsas de valores, nuevos poderes reguladores y recursos para la CNV, un sistema de oferta pública obligatoria y nuevos requisitos para los agentes/intermediarios y otros participantes en el mercado. Estas disposiciones están reguladas por la Resolución General N° 622/2013 de la CNV y sus modificatorias. Antes de ofrecer valores al público en Argentina, los emisores deben cumplir con los requisitos de la CNV en cuanto a activos, historial operativo y gestión. Sólo los valores aprobados para oferta pública por la CNV pueden cotizar en los mercados autorizados. La aprobación de la CNV no certifica la calidad de los valores ni la solvencia del emisor, aunque los emisores deben presentar estados financieros trimestrales no auditados, estados financieros anuales auditados de conformidad con las NIIF y diversos informes periódicos a la CNV y al mercado autorizado.

BYMA

El comercio en BYMA se realiza a través del sistema de subasta tradicional de 11 a.m. a 5 p.m. en días de negociación, o a través de Millenium, que permite la negociación electrónica con la ejecución automática de transacciones. Actualmente, todas las transacciones relacionadas con los valores cotizados pueden ejecutarse a través de Millenium, la plataforma de negociación de valores, resultando en un período adicional de suspensión de 10 minutos. Los inversores en el mercado argentino de valores negociables son principalmente inversores particulares y sociedades. Los inversores institucionales, que son los responsables del porcentaje creciente de las operaciones, son principalmente las compañías de seguros y, en menor medida, los fondos comunes de inversión.

Admisión al panel BYMA Gobierno Corporativo Plus

YPF S.A. es miembro del panel denominado "Panel de Gobierno Corporativo Plus" ("CG+Panel") creado en diciembre de 2018.

El CG+Panel está compuesto por compañías que se adhieren voluntariamente a mayores estándares de gobierno corporativo y transparencia respecto de los requeridos por las regulaciones argentinas. Dichas normas están alineadas a los principios de gobierno corporativo de la OCDE, adoptados por el G20, y las compañías se comprometen a monitorearlos periódicamente.

INFORMACIÓN ADICIONAL

Instrumento constitutivo y Estatuto

Nuestros estatutos sociales fueron inscriptos el 5 de febrero de 1991 bajo el N° 404, Libro 108, Tomo A de Sociedades Anónimas del Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a cargo de la Inspección General de Justicia ("IGJ"), y cuyos estatutos modificados fueron aprobados por Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1.106/1993, y aprobados por la Asamblea de Accionistas del 11 de junio de 1993, y elevado a escritura pública N° 175 del día 15 de junio de 1993 en la Escribanía General de la Nación, al folio N° 801 del Protocolo Nacional e inscriptos en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a cargo de la IGJ el 15 de junio de 1993, bajo el N° 5.109, Libro 113, Tomo A de Sociedades Anónimas del Registro Público mencionado.

En la Asamblea de Accionistas realizada el día 26 de enero de 2024, nuestros accionistas aprobaron la última modificación a nuestros estatutos sociales, unificando las funciones de Presidente del Directorio y de CEO. Dicha modificación ha sido inscripta en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 15 de marzo de 2024.

Objeto social

De conformidad con el artículo 4 de nuestro estatuto, el objeto social de YPF S.A. es llevar a cabo por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, el estudio, la exploración y la explotación de los yacimientos de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos y demás minerales, como asimismo, la industrialización, transporte y comercialización de estos productos y sus derivados directos e indirectos, incluyendo también productos petroquímicos, químicos derivados o no de hidrocarburos, así como la generación de energía eléctrica a partir de hidrocarburos.

A estos efectos, la Sociedad podrá elaborar, utilizar, comprar, vender, permutar, importar o exportar dichos productos y/o derivados, así como también realizar cualquier otra actuación complementaria a su actividad industrial y comercial o que resulte necesaria para facilitar la consecución de su objeto. Para el mejor cumplimiento de estos objetivos la Sociedad podrá fundar, asociarse con o participar en personas jurídicas de carácter público o privado domiciliadas en el país o en el exterior, dentro de los límites establecidos en nuestros estatutos.

Para una descripción detallada del objeto social de la Sociedad, véase apartado "Información legal—Actividad principal de la Sociedad" a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Directores

Nuestros negocios y asuntos son administrados por el Directorio de acuerdo con nuestros estatutos y la LGS. Nuestros estatutos prevén un Directorio de 11 a 21 miembros regulares ("directores"), y hasta un número igual de directores suplentes ("suplentes").

Los suplentes son elegidos por los accionistas para sustituir a los directores designados por la misma clase de acciones que se ausenten de las reuniones o que no pueden ejercer sus funciones, previa aceptación por el Directorio de la causa de ausencia o incapacidad cuando sean transitorias. Los suplentes tienen las responsabilidades, deberes y poderes de los directores solo si y en la medida en que sean llamados a asistir a las reuniones de la junta y siempre que desempeñen funciones de director.

De acuerdo con nuestros estatutos sociales y la LGS, los accionistas eligen a los directores por mayoría de votos por clase de acción en las Asambleas de Accionistas. De acuerdo con nuestros estatutos, el gobierno argentino, como único tenedor de acciones Clase A, tiene derecho a elegir un director y un suplente.

La Comisión Fiscalizadora podrá elegir directores en caso de vacantes, de conformidad con nuestros estatutos y la LGS. En estos casos, un miembro de la Comisión Fiscalizadora elegido por el accionista de la Clase A, luego de consultar con el accionista, puede elegir un director de la misma clase. Los miembros de la Comisión Fiscalizadora elegidos por los accionistas de la Clase D pueden elegir directores de esa misma clase.

Los directores son designados para ocupar sus cargos por un término de 1 a 3 ejercicios fiscales, según lo determine cada asamblea de accionistas. Si son elegidos por la Comisión Fiscalizadora, los directores ocupan sus cargos hasta la elección de los directores en la siguiente Asamblea de accionistas. La elección de los miembros del Directorio de YPF S.A. no es escalonada.

De acuerdo con la LGS, la mayoría de nuestros directores deben ser residentes en Argentina. Todos los directores deben establecer un domicilio legal en Argentina para recibir notificaciones relacionadas con sus funciones.

La LGS y nuestros estatutos sociales exigen que el Directorio se reúna al menos una vez cada trimestre de manera presencial o de forma remota (por videoconferencia), y se requiere una mayoría absoluta (incluidos los presentes y los que participan a distancia) de directores para constituir un quórum. Si no se alcanza el quórum una hora después de la hora de inicio establecida para la reunión, el Presidente o su suplente pueden invitar a suplentes de la misma clase que la de los directores ausentes a unirse a la reunión hasta que se alcance el quórum o convocar una reunión para otro día. Las resoluciones deben adoptarse por mayoría de los directores presentes y a distancia, y el Presidente o su suplente tiene derecho a emitir el voto decisivo en caso de empate.

De conformidad con la Ley de Mercado de Capitales, los directorios de las entidades emisoras podrán celebrar reuniones a distancia siempre que sus estatutos lo autoricen expresamente. Asimismo, de conformidad con el artículo 28, Sección II, Capítulo II, Título II y el artículo 49, Sección X, Capítulo III, Título II de las normas de la CNV, las entidades emisoras podrán celebrar reuniones a distancia de los órganos de administración y fiscalización, respectivamente, siempre que tal posibilidad haya sido expresamente autorizada en sus estatutos. Los estatutos de la Sociedad contemplan la posibilidad de celebrar reuniones a distancia de los Accionistas, el Directorio, el Comité de Auditoría y la Comisión Fiscalizadora. Los comités del Directorio también pueden celebrar reuniones a distancia de acuerdo con las regulaciones aplicables.

No es requisito que nuestros Directores posean acciones de YPF S.A., y no hay límite de edad para el retiro de nuestros Directores.

De acuerdo con nuestros estatutos, el Directorio tendrá amplias facultades para organizar, conducir y administrar los asuntos de YPF S.A. Específicamente, está facultado para aprobar el presupuesto anual, las estimaciones de gastos e inversiones, los niveles de endeudamiento necesarios y el plan de negocios anual de YPF S.A.

Para obtener información sobre las obligaciones y responsabilidades de los directores, véase “Información sobre los Directores, Gerencia de la Primera Línea, miembros del órgano de fiscalización, miembros del Comité de Auditoría y asesores—El Directorio—Prácticas del Directorio”.

Para obtener información sobre el poder de los directores para votar la compensación para sí mismos o para cualquier miembro del Directorio, véase “Información sobre los Directores, Gerencia de la Primera Línea, miembros del órgano de fiscalización, miembros del Comité de Auditoría y asesores—El Directorio—Remuneración de los miembros del Directorio”.

Asambleas de Accionistas

En virtud de la LGS, el Directorio o la Comisión Fiscalizadora deberán convocar a una asamblea ordinaria o extraordinaria de accionistas en los casos que prevén las leyes y cuando lo consideren adecuado. La asamblea también podrá ser convocada por pedido de accionistas tenedores de por lo menos el 5% del capital social de la Sociedad, en cuyo caso la asamblea deberá realizarse dentro de los 40 días de efectuado el pedido de los accionistas. Si el Directorio o la Comisión Fiscalizadora no convocaran a la asamblea ante dicho pedido, la asamblea podrá ser convocada por la CNV o por los tribunales. La celebración y convocatoria de las asambleas de la Sociedad se realizarán de acuerdo a lo expuesto en la LGS y en el Capítulo II del Título II de las normas de la CNV.

Las asambleas de accionistas pueden ser ordinarias o extraordinarias. Debe convocarse una asamblea ordinaria dentro de los cuatro meses posteriores al cierre de cada ejercicio anual para considerar los asuntos indicados en el Artículo 234 de la LGS, tales como la aprobación de nuestros estados financieros, el destino del resultado neto de dicho ejercicio, la consideración de los informes del Directorio, de la Comisión Fiscalizadora y del Comité de Auditoría y la consideración del desempeño y la determinación de la remuneración de los directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora. Adicionalmente, en virtud de la Ley de Mercado de Capitales, en las asambleas ordinarias los accionistas deberán considerar: (i) la disposición o creación de cualquier gravamen sobre la totalidad o gran parte de los activos de la Compañía siempre que no se haya realizado en el curso ordinario del negocio; y (ii) la celebración de cualquier contrato de gerenciamiento o administración, y la aprobación de cualquier acuerdo en virtud del cual los bienes o servicios suministrados a nosotros se paguen en todo o en parte con un porcentaje de la ganancia, ingreso o resultados de la Sociedad, si el monto resultante es significativo habida cuenta del giro del negocio y del patrimonio social de nuestra empresa. Entre las cuestiones que pueden tratarse en una asamblea ordinaria convocada y realizada en cualquier momento, se incluyen la responsabilidad de los directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora, el aumento del capital y la emisión de algunas clases de títulos de deuda. Las asambleas extraordinarias pueden convocarse en cualquier momento para considerar cuestiones que exceden las facultades de la asamblea ordinaria, incluyendo, pero sin limitación, la reforma de nuestros estatutos, la emisión de debentures, la disolución anticipada, fusión, escisión, reducción del capital y rescate de acciones, la transformación de un tipo de persona jurídica en otro y la limitación o suspensión de los derechos de suscripción preferente de los accionistas.

Convocatoria a asambleas

Los avisos de convocatoria a asamblea deben publicarse en el Boletín Oficial y en un diario argentino de amplia circulación durante 5 días y por un día en los sistemas informativos de los mercados donde se listen y/o negocien las obligaciones negociables que se emitan en el marco del Régimen de Emisor Frecuente, como mínimo 20 días y como máximo 45 días antes de la fecha en que deberá realizarse la asamblea. Dicha notificación deberá consignar el tipo de asamblea a realizarse, la fecha, hora y lugar, el orden del día de la asamblea y los requisitos específicos que los accionistas deban cumplir para asistir a la reunión. Si en la asamblea no hubiera quórum, deberá publicarse un aviso de segunda convocatoria que deberá realizarse dentro de los 30 días de la fecha para la cual se convocó a la primera asamblea, debiendo publicarse por el término de 3 días como mínimo, con al menos 8 días de anticipación a la fecha de la asamblea en segunda convocatoria. Los avisos de convocatoria a asamblea indicados precedentemente podrán efectuarse en forma simultánea para la asamblea tanto en primera como en segunda convocatoria en la misma publicación, sólo en los casos de la asamblea ordinaria. Las asambleas podrán realizarse válidamente sin publicación (con un intervalo de al menos 1 hora con el horario del primer llamado), siempre que se encuentran presentes todos los accionistas que representen la totalidad del capital social en circulación y las decisiones se adopten por unanimidad de las acciones con derecho a voto. La celebración y convocatoria de las asambleas de la Sociedad se realizarán de acuerdo a lo expuesto en el Capítulo II del Título II de las Normas de la CNV.

Quórum y requisitos para el voto

Sin perjuicio de lo indicado a continuación, el quórum de una asamblea ordinaria reunida en primera convocatoria se alcanza con la mayoría de las acciones con derecho a voto, pudiendo adoptarse decisiones por el voto afirmativo de la mayoría absoluta de los votos presentes que puedan emitirse en la respectiva decisión. En caso de una reunión en la segunda convocatoria (siempre que el quórum no se haya alcanzado en la primera convocatoria) el quórum es de cualquier cantidad de acciones presente en la reunión. Los titulares de la mayoría absoluta de las acciones presentes pueden tomar medidas. El quórum de una asamblea extraordinaria reunida en primera convocatoria se alcanza con el 60% de las acciones con derecho a voto y, de conformidad con nuestros estatutos si no se alcanzara dicho quórum, podría llamarse a asamblea en segunda convocatoria con la presencia de cualquier número de acciones con derecho a voto. En ambos casos, los titulares de una mayoría absoluta de votos presentes pueden tomar medidas.

Nuestros estatutos establecen que, para aprobar (i) la transferencia de nuestro domicilio social al extranjero; (ii) un cambio fundamental en el objeto social indicado en los estatutos; (iii) el retiro de la negociación de nuestras acciones en el BYMA o en la NYSE; y (iv) una escisión de nuestra sociedad, cuando por efecto de la escisión se transfiera el 25% o más de nuestros bienes a las sociedades resultantes; se requiere (incluso en caso de que varias escisiones logren dicho resultado en un año) la mayoría de acciones representativas de al menos el 75% de nuestro capital social con derecho a voto, tanto en primera como en segunda convocatoria, y el voto afirmativo de las acciones de la Clase A, celebrando una reunión especial de los tenedores de dichas acciones.

Nuestros estatutos también establecen que, para aprobar (i) determinadas modificaciones de nuestros estatutos relativas a la transferencia de acciones y ofertas de adquisición de acciones (según se describe más adelante), (ii) el otorgamiento de determinadas garantías a favor de nuestros accionistas (excepto cuando la garantía y la obligación garantizada se asumieron al procurar el propósito corporativo establecido en nuestros estatutos), (iii) el cese total de actividades de refinación, marketing y distribución, y (iv) normas sobre la nominación, elección, composición y número de integrantes del Directorio, se requiere la mayoría absoluta de acciones representativas del 66% o más de nuestro capital social con derecho a voto, tanto en primera como en segunda convocatoria, y el voto afirmativo de las acciones Clase A, efectuado en una asamblea especial de los tenedores de dichas acciones.

Para obtener información sobre los derechos de voto de nuestras acciones, véase “Información adicional—Votación”.

Para afectar los derechos de cualquier clase de acciones, se requiere el voto afirmativo de dicha Clase de acciones, votando en una reunión especial de los tenedores de dichas acciones.

Se requiere una mayoría especial para enmendar cualquier regla provista por los estatutos de la Sociedad en la cual se requiere dicha misma mayoría especial.

Condiciones para participar

Para asistir a una asamblea el accionista deberá depositar en nuestro poder sus acciones u obtener un certificado de tenencia representativo de sus acciones escriturales, emitido por un banco o caja de valores. Dicho certificado permitirá que cada accionista pueda registrarse en el libro de depósito de acciones y registro de asistencia a asamblea, el cual se cerrará tres días hábiles antes de la fecha en que se realice la asamblea. Las acciones certificadas y registradas en el libro de asistencia no podrán disponerse antes de la asamblea, salvo que se solicite la anulación del certificado de tenencia correspondiente.

Para obtener información sobre los requisitos para el ejercicio de derechos de voto de compañías extranjeras véase “Información adicional—Derechos de preferencia y acrecer”.

De acuerdo con la Artículo 62 Bis de la Ley de Mercados de Capitales y el artículo 25, Sección I, Capítulo II, Título II de las normas de la CNV, las compañías extranjeras que son accionistas en sociedades de oferta pública como YPF S.A. pueden participar y votar en las asambleas de accionistas por medio de un abogado debidamente autorizado.

Los directores, miembros de la Comisión Fiscalizadora y gerentes de la primera línea tienen tanto el derecho como la obligación de asistir a todas las asambleas de accionistas. Dichas personas sólo podrán ejercer su derecho de voto en la medida en que les corresponda como accionistas, según lo establecido en las disposiciones que se mencionan en la sección “Condiciones para participar”. No obstante, dichas personas no podrán votar propuesta alguna relacionada con la aprobación de su gestión o atinentes a su responsabilidad o a su remoción con causa.

Un accionista que tenga un conflicto de interés con la Sociedad y que no se abstenga de votar podrá verse obligado a responder por daños frente a la Sociedad, cuando sin su voto no se hubiera logrado la mayoría necesaria para una decisión válida. Asimismo, un accionista que en forma dolosa o culposa vote a favor de una resolución que posteriormente sea declarada nula judicialmente por ser contraria a la ley, a nuestro estatuto o nuestras normas internas, será solidaria e ilimitadamente responsable por daños frente a la Compañía o terceros, incluidos los accionistas.

Derechos de preferencia y acrecer

Salvo lo indicado a continuación, en el caso de un aumento de capital, el tenedor de acciones en circulación de una clase determinada tiene el derecho de suscripción preferente por una cantidad de acciones de la misma clase que sea suficiente para mantener su tenencia proporcional de acciones de la misma clase. Los derechos de suscripción preferente también se aplican a las emisiones de títulos convertibles, pero los accionistas del emisor no tendrán derechos preferentes en relación con las acciones emitidas para atender las solicitudes de conversión de dichos valores.

Según se establece en la LGS, la asamblea extraordinaria, con el voto favorable de la mayoría de acciones con derecho a voto, puede resolver en casos particulares y excepcionales, cuando el interés de la compañía lo exija, la limitación o suspensión del derecho de preferencia en la suscripción de nuevas acciones, siempre que dicha limitación o suspensión de los derechos de suscripción preferente de los accionistas se consigne en el orden del día de la asamblea, y que las acciones por emitir se integren en especie o se emitan para cancelar obligaciones preexistentes.

Según lo establecido en nuestro estatuto social, podremos emitir títulos convertibles únicamente en acciones Clase D, debiendo aprobarse la emisión de dichos títulos convertibles mediante una asamblea extraordinaria de accionistas de la Clase D.

Es posible que los titulares de ADSs no puedan ejercer los derechos de suscripción preferente o de acrecentamiento relativos a las acciones subyacentes a los ADSs, a menos que hayan presentado una declaración de registro según lo establecido en la Ley de Títulos Valores Estadounidense, que sea efectiva con respecto a esos derechos o que se disponga de una exención de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense.

Los derechos de suscripción preferente podrán ejercerse por 30 días contados desde la última publicación de la notificación (que deberá realizarse por 3 días) que informe a los accionistas sobre su derecho a ejercer dichos derechos de suscripción preferente, en el Boletín Oficial y en un diario de amplia circulación en la Argentina. Según se establece en la LGS, en el caso de que se apruebe por asamblea extraordinaria, las sociedades autorizadas a hacer oferta pública de sus títulos, como la nuestra, podrán reducir el plazo durante el cual podrá ejercerse el derecho de suscripción preferente, de 30 a 10 días tras la última publicación de la notificación de la oferta a los accionistas para ejercer derechos de preferencia en el Boletín Oficial y un periódico de amplia circulación en Argentina. Según se establece en nuestros estatutos, los términos y condiciones para el ejercicio de los derechos de suscripción preferente con respecto a las acciones Clase C podrán ser más ventajosos que los aplicables a las acciones de la Clase A, la Clase B y la Clase D.

Los accionistas que hayan ejercido su derecho de suscripción preferente podrán ejercer el derecho de acrecer en proporción a sus respectivas tenencias, con respecto a aquellas acciones respecto de las cuales no se hayan ejercido derechos de suscripción preferente, mediante el siguiente procedimiento:

- Las acciones Clase A no suscriptas en ejercicio del derecho de preferencia se convertirán en acciones Clase D y se ofrecerán a los tenedores Clase D que hayan ejercido derechos de suscripción preferente indicando su intención de acrecer con respecto a las acciones no preferidas Clase A.
- Las acciones Clase B no suscriptas en ejercicio del derecho de suscripción preferente se cederán a las provincias que ejercieron derechos de suscripción preferente, indicando su intención de acrecer, y el excedente se convertirá en acciones Clase D y se ofrecerá a los tenedores de acciones Clase D que hayan ejercido derechos de suscripción preferente e indicado su intención de acrecer con respecto a las acciones no preferidas Clase B.
- Cualesquiera acciones Clase C no suscriptas en el ejercicio del derecho de suscripción preferente se asignarán a los participantes del PPP que hayan ejercido el derecho de suscripción preferente y manifestado su intención de ejercer el derecho de acrecer con respecto a dichas acciones; el excedente se convertirá en acciones Clase D y se ofrecerá a los tenedores de acciones Clase D que hayan ejercido derechos de suscripción preferente e indicado su intención de acrecer con respecto a las acciones no preferidas Clase C.
- Los demás derechos de suscripción preferente no ejercidos se cederán a los tenedores de acciones no preferidas Clase D que hayan ejercido sus derechos de suscripción preferente indicando su intención de acrecer; las acciones Clase D remanentes se asignarán en forma proporcional a los tenedores de acciones de otras clases que hayan indicado su intención de acrecer.

El plazo para ejercer el acrecentamiento es el mismo fijado para el ejercicio de los derechos de suscripción preferente.

Requisitos para el ejercicio de derechos de los accionistas

Según lo establecido en la LGS, las sociedades extranjeras que sean propietarias de acciones de una sociedad anónima argentina deberán registrarse en el Registro Nacional de Sociedades (en poder del Ministerio de Justicia, o la agencia que determine dicho ministerio a tal efecto, de conformidad con el Decreto N° 27/2018) para poder ejercer determinados derechos de los accionistas, entre ellos el derecho de voto. Dicha inscripción puede exigir la presentación de documentos societarios y contables. En consecuencia, si una sociedad no constituida en Argentina posee acciones Clase D en forma directa (y no en forma de ADSs) y no es inscripta en el Registro Nacional de Sociedades, su facultad de ejercer sus derechos como tenedor de Clase D podría resultar limitada.

Derechos de liquidación

De conformidad con el Artículo 109 de la LGS, en caso de disolución para liquidar la Sociedad, nuestros activos se aplicarán a satisfacer nuestros pasivos pendientes y luego se distribuirán proporcionalmente entre los titulares de nuestras acciones.

De conformidad con los estatutos de YPF S.A., cualquier disolución voluntaria requiere el voto afirmativo de las acciones Clase A y la aprobación previa de una ley nacional aprobada por el Congreso Nacional.

Derechos de retiro y rescate

Nuestros estatutos no incluyen ninguna disposición relativa al rescate de acciones. De conformidad con la LGS, la Sociedad sólo podrá adquirir sus propias acciones (i) en relación con una reducción de capital aprobada por el voto de la mayoría de los accionistas en una asamblea extraordinaria de accionistas basada en un informe favorable de un auditor (cualquier acción así rescatada debe ser cancelada por nosotros); (ii) excepcionalmente, con utilidades realizadas y líquidas o reservas libres, cuando estén plenamente integradas y para evitar daños graves, que se justificarán en la próxima junta ordinaria de accionistas; y (iii) si sus acciones integran los activos de un establecimiento que adquiera o de una sociedad que constituya. La Sociedad también podrá adquirir sus propias acciones de conformidad con lo establecido en la Ley del Mercado de Capitales para dar cumplimiento, por ejemplo, a los planes de beneficios basados en acciones. Para obtener información sobre los planes de compensación basados en acciones, véase “Información sobre los Directores, Gerencia de la Primera Línea, miembros del órgano de fiscalización, miembros del Comité de Auditoría y asesores—El Directorio—Remuneración de los miembros del Directorio” e “Información sobre los Directores, Gerencia de la Primera Línea, miembros del órgano de fiscalización, miembros del Comité de Auditoría y asesores—Adquisición de acciones propias”.

En cuanto a los derechos de retiro, en el caso de que nuestros accionistas aprueben una escisión o fusión en la que no seamos la sociedad sobreviviente y las acciones que reciban nuestros accionistas como resultado de dicha escisión o fusión no coticen en bolsa, un cambio fundamental en nuestro objeto social, cambio de nuestro domicilio fuera de Argentina, retiro voluntario de oferta pública o exclusión de cotización, nuestra continuación en caso de exclusión forzosa o cancelación de la autorización de oferta pública, o una reintegración total o parcial del capital, cualquier accionista que votó en contra dicha acción o no asistió a la asamblea en la que se tomó la decisión, podrá retirar y recibir el valor nominal de sus acciones, determinado sobre la base de nuestro último balance elaborado o que debió haberse elaborado de conformidad con las leyes y regulaciones argentinas, siempre que dicho accionista ejerza su derecho de tasación dentro de un plazo determinado. Sin embargo, existen dudas sobre si los tenedores de ADS (a diferencia de los tenedores de acciones) podrán ejercer sus derechos de tasación ya sea directamente o a través del Depositario según los términos del Contrato de Depósito con respecto a las acciones representadas por los ADS. El derecho de tasación deberá ejercerse dentro de los 5 días siguientes al levantamiento de la asamblea en la que se haya adoptado la resolución, en caso de que el accionista disidente votara en contra de tal resolución, o dentro de los 15 días siguientes a dicho aplazamiento si el accionista disidente no asistiera a tal acuerdo. asamblea y pueda probar que era accionista en la fecha de dicha asamblea. En caso de fusión o escisión, no podrá ejercerse el derecho de tasación si las acciones a recibir como consecuencia de tal operación están autorizadas a oferta pública o cotizadas. Los derechos de tasación se extinguen si la resolución que da origen a tales derechos es revocada en otra asamblea de accionistas celebrada dentro de los 60 días siguientes a la asamblea en la que se adoptó la resolución. El pago de los derechos de tasación deberá efectuarse dentro del plazo de un año contado a partir de la fecha de la asamblea de accionistas en la que se haya adoptado el acuerdo, excepto cuando la resolución haya sido para excluir de cotización nuestras acciones, retirarse de la oferta pública o continuar luego de una exclusión forzosa de cotización, o en caso de denegación de oferta pública o cotización, en cuyo caso el plazo de pago se reduce a 60 días contados desde la fecha de resolución, la fecha de publicación del retiro de la oferta pública o la fecha de denegación o aprobación de la exclusión voluntaria, según sea el caso.

Votación

Según lo establecido en el estatuto, cada una de las acciones Clase A, Clase B, Clase C y Clase D confiere al tenedor el derecho de emitir un voto en cualquiera asamblea, con la excepción de las acciones Clase A, que: (i) votan separadamente con respecto a la elección de los miembros del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora, y tienen derecho a designar un director titular y un director suplente, así como un síndico titular y un síndico suplente (véase “Información adicional—Directores”); o (ii) poseen ciertos derechos de veto, tal como se describe a continuación.

Derecho de voto de las acciones Clase A

Según lo establecido en nuestro estatuto, mientras permanezcan en circulación acciones Clase A, el voto favorable de las acciones de la Clase A, votando en una asamblea especial de los titulares de dichas acciones es también necesario para: (i) decidir sobre la fusión de la Sociedad con otra u otras sociedades; (ii) aceptar cualquier adquisición de acciones por parte de un tercero que represente más del 50% del capital de la Sociedad; (iii) transferir a terceros la totalidad de los derechos de explotación otorgados a YPF de conformidad con la Ley de Hidrocarburos, los reglamentos aplicables en virtud de la misma o la Ley de Privatización, si dicha transferencia diera lugar al cese total de la actividad exploratoria y de explotación de la Sociedad; (iv) la disolución voluntaria de la Sociedad; o (v) el cambio de nuestro domicilio social o fiscal fuera de Argentina y (vi) una adquisición que dé como consecuencia, que el adquirente resulte titular del 15% o más de nuestro capital social, o el 20% o más de las acciones clase D en circulación. Las acciones descritas en los apartados (iii) y (iv) precedentes también requieren la aprobación previa del Congreso Argentino mediante la promulgación de una ley.

Voto acumulativo

De conformidad con la LGS, los accionistas tienen derecho a voto acumulativo para elegir hasta un tercio de los directores para cubrir las vacantes del Directorio, compartiendo dicha parte con los candidatos votados mediante el sistema plural. El voto acumulativo funciona multiplicando el número de votos correspondientes al accionista que ejerce su derecho de voto acumulativo, por el número total de vacantes a cubrir, lo que se aplicará a la votación de los lugares que no superen la tercera parte de las vacantes.

Disposiciones relativas a las adquisiciones de acciones

De conformidad con nuestro estatuto social (i) cada adquisición de acciones o títulos convertibles en acciones como resultado de la cual el adquirente, directa o indirectamente, por intermedio de o junto con sus sociedades vinculadas y personas que actúen en conjunto con la misma (referidos conjuntamente como un "Oferente"), sea tenedor o controlante de acciones que, en conjunto con la tenencia anterior de dicho Oferente, si la tuviera, de acciones de dicha clase, representen: (a) el 15% o más del capital en circulación, o (b) el 20% o más de las acciones Clase D en circulación, siempre que dichas acciones representen menos del 15% del capital social, y (ii) cada adquisición posterior de un Oferente que no sean adquisiciones posteriores por parte de un Oferente que posea o controle más del 50% de nuestro capital social con anterioridad a dicha adquisición (referidas en conjunto como "Adquisiciones de Control"), deberá realizarse de acuerdo con el procedimiento indicado a continuación bajo el título "Información adicional—Disposiciones relativas a las adquisiciones de acciones—Restricciones a las adquisiciones de control".

Además, cualquier fusión, consolidación u otra combinación que tenga esencialmente el mismo efecto, que involucre a un Oferente que haya realizado anteriormente una Adquisición de Control, o por cualquier otra persona o personas, si la operación tuviera para dicha persona o personas esencialmente el mismo efecto que una Adquisición de Control ("Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas"), deberá realizarse de acuerdo con las disposiciones previstas en el título "Información adicional—Disposiciones relativas a las adquisiciones de acciones—Restricciones a las adquisiciones de acciones entre partes relacionadas". La votación, dividendos u otro derecho de distribución de acciones adquiridos mediante una Adquisición de Control o una Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas, que no se realice de acuerdo con dichas disposiciones, quedará suspendida y las acciones así adquiridas no podrán computarse a los efectos de determinar la existencia de quórum en las asambleas.

Restricciones a las adquisiciones de control

Antes de consumir cualquier Adquisición de Control, el oferente deberá obtener la aprobación de las acciones Clase A, si hubiera en circulación, efectuando una oferta pública por el total de nuestras acciones y títulos convertibles en circulación de YPF S.A. Dicha oferta pública no será necesaria para las adquisiciones realizadas por un Oferente que ya posea o controle acciones que representen el 15% o más del capital social en circulación, o el 20% o más de las acciones de la Clase D en circulación, siempre que dicho Oferente no posea o controle, previamente o como consecuencia de estas adquisiciones, acciones que representen más del 50% del capital social. La aprobación previa de las acciones de la Clase A no es necesaria para cualquier adquisición realizada por un Oferente que ya posea o controle más del 50% del capital social de la Sociedad, ni se exigirá a dicho Oferente que realice una oferta pública de adquisición para dicha adquisición subsecuente.

El Oferente deberá notificarnos sobre cierta información específica respecto a dicha oferta propuesta con, por lo menos, 15 días hábiles de anticipación a la fecha de comienzo de la oferta, así como con información relativa a las cláusulas y condiciones de cualquier contrato con cualquier accionista que resultará en una adquisición de control ("Contrato Previo"). Nosotros enviaremos por mail a cada accionista y tenedor de títulos convertibles una copia de dicha notificación, con cargo al Oferente. El Oferente también deberá enviar por mail o por cualquier otro medio a cada accionista y titular de valores una copia de la notificación que contenga esencialmente la misma información en un diario de amplia circulación en la Argentina, en Nueva York y en cada ciudad en la que se comercialicen nuestros títulos en una bolsa u otro mercado de valores, por lo menos una vez por semana, a partir de la fecha en que se nos notifique de la oferta y hasta el vencimiento de la misma.

Nuestro Directorio convocará a una asamblea extraordinaria de las acciones Clase A, a celebrarse 10 días hábiles después de la recepción de la notificación, para considerar la oferta propuesta y presentar la recomendación del Directorio. Si no se realizara dicha asamblea extraordinaria, o si los accionistas no aprobaran la oferta propuesta en dicha asamblea, no podrá finalizarse ni la oferta de adquisición ni la adquisición de control propuesta.

Dichas ofertas públicas de adquisición deben llevarse a cabo de acuerdo con el procedimiento establecido en nuestros estatutos y de acuerdo con cualquier requisito adicional o más estricto de las jurisdicciones en las que tenga lugar la oferta pública de adquisición o de los mercados de valores en los que coticen las acciones y los títulos de la Sociedad. De acuerdo con nuestros estatutos, la contraprestación por cada acción o título convertible en acción pagadera a cada accionista o tenedor del título será la misma, en dinero, y no será inferior al precio por acción clase D o en su caso título convertible en acción clase D, más alto de los precios siguientes:

- (i) El mayor precio por acción o título pagado por el Oferente, o por cuenta del Oferente, en relación con cualquier adquisición de acciones clase D o títulos convertibles en acciones clase D dentro del período de dos años inmediatamente anterior al aviso de la adquisición de Control, ajustado a raíz de cualquier división accionaria, dividiendo en acciones, subdivisión o reclasificación que afecte o se relacione a la clase D de acciones; o
- (ii) El precio más alto cierre vendedor durante el período de treinta días inmediatamente precedente a dicho aviso, de una acción clase D según su cotización en la BCBA, en cada caso ajustado a raíz de cualquier división accionaria, dividiendo en acciones, subdivisión o reclasificación que afecte o se relacione a la clase D de acciones; o
- (iii) Un precio por acción igual al precio de mercado por acción de la clase D determinado según lo indicado en el subinciso (ii) de esta cláusula multiplicado por la relación entre: (a) el precio por acción más alto pagado por el Oferente o por cuenta del mismo, por cualquier acción de la clase D, en cualquier adquisición de acciones de la clase dentro de los dos años inmediatamente precedentes a la fecha del aviso indicado en el subinciso (i), y (b) dicho precio de mercado por acción de la clase D en el día inmediatamente precedente al primer día del período de dos años en el cual el Oferente adquirió cualquier tipo de interés o derecho en una acción de la clase D. En cada caso el precio será ajustado teniendo en cuenta cualquier subsiguiente división accionaria, dividiendo en acciones, subdivisión o reclasificación que afecte o esté relacionada a la clase D; o
- (iv) El ingreso neto de la Sociedad por acción de la clase D durante los cuatro últimos trimestres fiscales completos inmediatamente precedentes a la fecha del aviso indicado en el subinciso (i), multiplicado por la más alta de las siguientes relaciones: la relación precio/ingreso para ese período para las acciones de la clase D (si lo hubiere) o la relación precio/ingreso más alta para la Sociedad en el período de dos años inmediatamente precedente a la fecha del aviso indicado en el subinciso (i). Dichos múltiplos serán determinados en la forma común en la cual se los computa e informa en la comunidad financiera.

Dicha oferta deberá permanecer abierta durante 20 días como mínimo y 30 días como máximo contados desde la fecha de autorización de la solicitud de oferta pública por la CNV, más un plazo adicional mínimo de cinco días y máximo de diez días requerido por las Normas de la CNV, teniendo los accionistas, derecho a retirar las acciones ofrecidas en cualquier momento hasta el cierre de la oferta. Una vez finalizado el procedimiento de OPA, el Oferente estará obligado a adquirir todas las acciones o títulos convertibles ofrecidos, salvo que el número de acciones ofrecidas sea menor que el mínimo, si lo hubiera, que se estableció como condición para la oferta propuesta. En tal caso, el Oferente podrá retirar la oferta propuesta. Una vez concluida la oferta pública, el Oferente podrá consumir cualquier Contrato Previo dentro de los 30 días posteriores al cierre de la misma, quedando entendido no obstante que, si dicha oferta se efectuó bajo la condición de adquirirse un número mínimo de acciones, el Contrato Previo podrá consumarse sólo si se alcanzó dicho mínimo. En caso de no existir Contrato Previo alguno, el Oferente podrá adquirir el número de acciones indicado en la notificación que nos enviara, bajo las condiciones establecidas en dicha notificación, en la medida en que dicho número de acciones no se adquirieron en la oferta propuesta, siempre que se haya cumplido cualquier condición relativa al número mínimo de acciones ofrecidas.

Restricciones a las adquisiciones de acciones entre partes relacionadas

El precio por acción que deberá recibir cada accionista en cualquier Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas deberá ser el mismo, y no podrá ser menor, que la mayor de las siguientes sumas:

- (i) El precio más alto pagado por, o en representación de la parte que procure realizar la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas ("Accionista Interesado") para (a) acciones de la clase que se transfiere mediante la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas ("Clase") dentro del plazo de dos años inmediatamente anterior al primer anuncio público de la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas o (b) acciones de la Clase adquiridas mediante cualquier Adquisición de Control, en cada caso, sujeto a ciertos ajustes antidilutivos.
- (ii) El precio de cierre vendedor más alto de las acciones de dicha Clase en el BYMA durante el período de 30 días inmediatamente precedente al anuncio de la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas, o la fecha de cualquier Adquisición de Control por parte del Accionista Interesado, sujeto a ciertos ajustes antidilutivos.
- (iii) El precio que resulte de (ii) precedente, multiplicado por una fracción cuyo numerador será el precio más alto pagado por el Accionista Interesado o su representante por cualquier acción de la Clase dentro de los dos años inmediatamente precedentes a la fecha del anuncio de la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas, y cuyo denominador será el precio de cierre de las acciones de la Clase respectiva en la fecha inmediatamente precedente al primer día del período de dos años, en el que el Accionista Interesado adquirió cualquier participación o derecho sobre acciones de la Clase, en cada caso, sujeto a ciertos ajustes antidilutivos.

- (iv) Nuestro ingreso neto por acción de la clase durante los últimos cuatro trimestres fiscales completos inmediatamente precedentes a la fecha del anuncio de la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas multiplicado por la mayor de las siguientes relaciones: (a) la relación precio/ingreso para dicho período por las acciones de la clase y (b) la relación precio/ingreso más alta para nosotros durante el período de dos años inmediatamente precedente a la fecha del anuncio de la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas, en cada caso determinada de acuerdo con la práctica habitual en la comunidad financiera.

Adicionalmente, cualquier operación que tenga por efecto la adquisición por parte de cualquier Oferente de la titularidad o control de más del 50% de nuestro capital social, o que constituya una fusión o consolidación de nuestra Compañía, deberá ser aprobada previamente por las acciones Clase A mientras cualquiera de dichas acciones quede en circulación. Véase “Información adicional—Votación—Derecho de voto de las acciones Clase A”.

La Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV

La Ley de Mercado de Capitales y la Resolución General CNV N° 622/2013 (Título II, Capítulo III), y sus modificatorias, reglamentan el régimen de ofertas públicas de adquisición. Bajo este régimen, una oferta pública obligatoria a un precio justo (determinado de acuerdo con dicha ley y dichas normas) será emitida por cualquier persona que, actuando individualmente o en coordinación con otros, haya obtenido efectivamente una participación de control en una empresa pública, lo que se considera que ocurre (i) cuando obtenga, directa o indirectamente, un porcentaje de votos igual o superior al 50% de una empresa pública, o (ii) cuando el porcentaje de votos obtenidos sea inferior al 50% pero dicha persona controle una sociedad anónima (es decir, tenga directa o indirectamente, individual o conjuntamente, según sea el caso, una participación en el capital social de la sociedad o valores con derecho a voto que otorgue (de pleno derecho o de hecho), los votos necesarios para adoptar acuerdos en asambleas generales ordinarias de accionistas o para nombrar o revocar a la mayoría de los directores o miembros del consejo de vigilancia, en su caso, y del Comité de Vigilancia). La oferta pública de adquisición deberá ser sometida a la autorización de la CNV a la mayor brevedad posible tras el cierre de la adquisición de acciones correspondiente, pero a más tardar un mes después de dicho cierre.

Adquisición de acciones Clase D: Requisitos de información

Según se establece en nuestro estatuto social, cualquier persona que directa o indirectamente, por intermedio de cualquier medio o título, adquiera acciones Clase D o títulos convertibles en acciones Clase D, que otorguen control de más del 3% de las acciones Clase D, deberá notificarnos de la adquisición dentro de los 5 días de realizada, debiendo cumplir además con cualquier requisito adicional establecido por cualquier otra autoridad dentro de la Argentina o en cualquier otro lugar en el que se negocien nuestras acciones Clase D. Dicha notificación deberá contener el nombre o nombres de la persona y de las personas, si hubieran, que actuaron en sintonía con la misma, la fecha de la adquisición, el número de acciones adquiridas, el precio al que se realizó la adquisición, y una manifestación expresando si dicha persona o personas tienen la intención de adquirir una mayor tenencia de nuestras acciones o de alcanzar el control de la voluntad social de la Compañía. Cada adquisición posterior de dicha persona requerirá una notificación similar.

Además, de conformidad con las normas de la CNV, cualquier persona o entidad que, directa o indirectamente, o cualquier grupo de personas que actúen en forma concertada, por cualquier medio y con un determinado propósito: (i) adquiera o disponga de acciones o valores convertibles en acciones, o adquiera opciones de compra o venta sobre ellas; (ii) altere la integración o configuración de su interés directo o indirecto sobre el capital social de un emisor; (iii) convierta obligaciones negociables en acciones; (iv) ejercite las opciones de venta o compra de los valores a los que se hace referencia en (i); o (v) cambie su propósito con respecto a su interés en un emisor en el momento de ocurrir cualquiera de los eventos mencionados anteriormente; está obligado a informar a CNV y BYMA de tales circunstancias, dentro de los 10 días hábiles después de ejecutar la adquisición, disposición, alteración de la integración o configuración del interés, conversión en acciones y/o ejercicio de las opciones de compra o venta mencionadas anteriormente, o después de la ocurrencia del cambio en el propósito mencionado anteriormente. En cualquier caso, la información se presentará solo mientras las adquisiciones involucradas y/o los hechos mencionados anteriormente otorguen el 5% o más de los derechos de voto que pueden ejercerse en las asambleas de accionistas de YPF S.A.

Se requiere presentar información similar a CNV y BYMA en caso de que haya cambios sobre los intereses previamente informados, siempre que se trate de participaciones en un número que alcance múltiplos del 5%, hasta convertirse en un accionista controlador, en cuyo caso las regulaciones aplicables a él serán aplicables.

Contratos importantes

A la fecha de este Prospecto, la Compañía no cuenta con contratos importantes, distintos de aquellos originados en el curso ordinario de sus negocios.

Tipos de cambio

Los controles cambiarios que endurecieron las restricciones a los flujos de capital, y el tipo de cambio oficial entre el peso argentino y el dólar estadounidense y las restricciones a las transferencias que limitan sustancialmente la capacidad de las compañías para retener divisas o realizar pagos en el exterior, están actualmente vigentes en Argentina y lo han estado por períodos alternos durante los últimos años. Mediante el Decreto N° 609/2019 de fecha 1 de septiembre de 2019 y sus modificatorias, el Poder Ejecutivo Nacional restableció los controles de cambios y autorizó al BCRA a (a) regular el acceso al mercado de cambios ("Mercado de Cambios") para comprar divisas y realizar pagos al exterior; y (b) dictar normas para evitar prácticas y operaciones tendientes a eludir, mediante el uso de títulos valores y otros instrumentos. A la fecha de este Prospecto, las regulaciones cambiarias han sido (i) prorrogadas indefinidamente y (ii) consolidadas en un único conjunto de regulaciones, la Comunicación "A" 8.191, posteriormente modificada y complementada periódicamente mediante las comunicaciones del BCRA. Véase "Información adicional—Regulaciones cambiarias".

El BCRA solicitó a la CNV implementar medidas alineadas para evitar prácticas y operaciones elusivas. En este sentido, la CNV, en línea con lo establecido en el artículo 3 del Decreto N° 609/2019, estableció diversas medidas para evitar dichas prácticas y operaciones elusivas.

En el siguiente cuadro, se exponen los tipos de cambio anuales mínimo, máximo, promedio y al cierre del período, para los períodos indicados, expresados en pesos argentinos por dólar estadounidense, basados en el promedio entre el tipo de cambio comprador y vendedor cotizados por el Banco de la Nación Argentina.

	Mínimo	Máximo	Promedio ⁽¹⁾	Cierre del período
	(pesos por US\$)			
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
2020	59,72	84,05	70,53	84,05
2021	84,60	102,62	95,06	102,62
2022	102,90	177,06	130,71	177,06
2023	178,05	806,95	294,95	806,95
2024	809,20	1.030,50	914,67	1.030,50
Mes				
Enero 2025	1.031,00	1.052,00	1.042,11	1.052,00
Febrero 2025	1.052,00	1.063,25	1.056,48	1.063,25
Marzo 2025 (al 10 de marzo 2025)	1.062,75	1.065,00	1.063,83	1.064,50

(1) Calculado utilizando el promedio de los tipos de cambio diarios durante el período (tanto para períodos anuales como mensuales).

Lo anterior no puede entenderse como una declaración que los montos en pesos argentinos han sido, pudieran haber sido o serán convertidos a importes en dólares estadounidenses a los tipos de cambio antes mencionados en ninguna de las fechas indicadas.

Regulaciones cambiarias

Para los fines de esta sección, (i) "moneda extranjera" significa cualquier moneda que no sea el peso argentino; y (ii) "Regulaciones cambiarias" significa las regulaciones relacionadas con el Mercado de Cambios emitidas por el BCRA conforme a la Comunicación "A" 8.035, conforme sus posteriores modificaciones y complementos periódicas a través de comunicaciones del BCRA.

Disposiciones específicas para los ingresos en el Mercado de Cambios

Ingreso y liquidación del producido de las exportaciones de bienes y de servicios y provisiones de servicios de residentes a no residentes a través del Mercado de Cambios

Las Regulaciones cambiarias establecen que los siguientes ingresos deben ser ingresados y liquidados en pesos argentinos a través del Mercado de Cambios dentro de los 20 días hábiles siguientes a su cobro: (i) cobros por exportaciones de bienes y servicios y servicios de residentes a no residentes; (ii) ingresos por la venta de activos no producidos no financieros; (iii) reembolsos por pagos de importaciones realizados con acceso al Mercado de Cambios; (iv) liquidaciones de reclamos de seguros cobrados en moneda extranjera por bienes importados dañados después de la entrega de los bienes al residente; y (v) anticipos de exportación, prefinanciación y postfinanciación del exterior para exportadores de bienes. En el caso de cobros por exportaciones de bienes, este período estará sujeto en todos los casos a los plazos establecidos en caso de que el cobro se realice después del registro aduanero de los bienes.

El 13 de diciembre de 2023 se publicó el Decreto N° 28/2023, el cual permitió que los ingresos por exportaciones de bienes y servicios, prefinanciaciones y postfinanciaciones de exportaciones o anticipos de liquidación sean utilizados en un 20% en títulos valores con cotización en moneda extranjera y liquidación en pesos argentinos y el 80% restante se liquide en el Mercado de Cambios.

Existen algunas excepciones a la obligación de ingresar y liquidar a través del Mercado de Cambios, incluyendo, pero no limitado a: (i) los cobros de exportadores depositados en el extranjero que no pueden ser utilizados por el cliente por tratarse de fondos reservados o garantizados creados en virtud de los requisitos establecidos en los contratos de deuda exterior y que se consideran pagaderos en los 6 meses siguientes; (ii) los cobros de exportadores que se encuentren dentro del Régimen de Fomento de Inversiones para Exportaciones de las Actividades de la Economía del Conocimiento (establecido por el Decreto N° 679/2022); y (iii) ciertos cobros de exportaciones de servicios de personas físicas.

El exportador debe designar a una entidad financiera para el seguimiento de cada transacción de exportación. La obligación de ingreso y liquidación de divisas a través del Mercado de Cambios correspondiente a un permiso de embarque se considerará satisfecha cuando la entidad financiera designada para el seguimiento certifique que se ha producido el ingreso y la liquidación.

Cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera

Respecto de los cobros locales por exportaciones bajo el régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera se considerará que se cumple total o parcialmente con el seguimiento del permiso de embarque, por un monto equivalente al pagado localmente en pesos argentinos y/o en moneda extranjera por un agente local de la compañía propietaria del medio de transporte de bandera extranjera, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- La documentación permite constatar que la entrega de la mercadería exportada se ha producido en el país, que el agente local ha realizado localmente el pago al exportador y la moneda en la que dicho pago se efectuó.
- La compañía propietaria del medio de transporte de bandera extranjera cuente con una certificación emitida por una entidad financiera en la que conste que el referido agente local habría tenido acceso al Mercado de Cambios por el monto equivalente en moneda extranjera que se pretende imputar al permiso.
- En caso de que los importes hayan sido percibidos en Argentina en moneda extranjera, la compañía propietaria del medio de transporte de bandera extranjera cuente con la certificación de liquidación de los fondos en el Mercado de Cambios.

El agente local de la compañía propietaria del medio de transporte de bandera extranjera no deberá haber utilizado este mecanismo por un monto superior a US\$ 2.000.000 en el mes calendario que se imputa.

Aplicación de los ingresos de las exportaciones

Las Regulaciones cambiarias autorizan la aplicación de los ingresos de las exportaciones al reembolso de: (i) prefinanciaciones de exportaciones y financiaciones a la exportación otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales previamente liquidados en el Mercado de Cambios; (ii) prefinanciaciones de exportaciones y anticipos a la exportación liquidados en el Mercado de Cambios, siempre que las operaciones correspondientes hayan sido celebradas a través de escrituras públicas o registros públicos; (iii) endeudamiento financiero en virtud de contratos celebrados con anterioridad al 31 de agosto de 2019 que prevean la cancelación de los mismos a través de la aplicación en el exterior de los fondos de exportación; (iv) otros endeudamientos financieros del exterior sujetos a ciertos requisitos según lo establecido en las Regulaciones cambiarias; y (v) anticipos, prefinanciaciones y postfinanciaciones del exterior con liquidación parcial en virtud de lo dispuesto por los Decretos N° 492/2023, 549/2023, 597/2023 y 28/2023. Asimismo, permite mantener los ingresos de exportación en el exterior para garantizar el pago de nuevos endeudamientos, siempre que se cumplan ciertos requisitos según lo establecido en las Regulaciones cambiarias.

Endeudamientos financieros con el exterior

De acuerdo con las Regulaciones cambiarias, para que los deudores residentes puedan acceder al Mercado de Cambios para pagar el endeudamiento financiero en el exterior desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019, el producido del préstamo debe haber sido liquidado a través del Mercado de Cambios y la operación debe haber sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. En consecuencia, aunque la liquidación del producido del préstamo no es obligatoria, el hecho de no liquidarlo impedirá el acceso futuro al Mercado de Cambios a efectos de su cancelación.

El 7 de noviembre de 2024 el BCRA emitió la Comunicación "A" 8,129, que estableció una condición adicional para acceder al Mercado de Cambios para realizar una transferencia al exterior para pagar el capital de títulos de deuda emitidos a partir del 8 de noviembre de 2024, incluyendo aquellos cubiertos por la Comunicación "A" 8,055, estableciendo que el pago debe realizarse al menos 365 días corridos después de su fecha de emisión.

Adicionalmente, a través de la mencionada Comunicación "A" 8,129, el BCRA estableció que las entidades financieras también pueden otorgar acceso al Mercado de Cambios a los residentes que necesiten realizar pagos por servicios de deuda de préstamos financieros o por títulos de deuda locales para la compra de moneda extranjera antes del período permitido por las Regulaciones cambiarias, siempre que se cumplan las siguientes condiciones: (i) los fondos adquiridos se depositen en cuentas en moneda extranjera mantenidas por el residente en entidades financieras locales; (ii) el acceso se otorgue dentro de los 60 días corridos previos a la fecha de vencimiento del pago a realizar; (iii) el acceso se otorgue por un monto diario que no exceda el 10% del monto a liquidar al vencimiento; y (iv) la entidad financiera interviniente haya verificado que el endeudamiento, cuyo servicio se liquidará con estos fondos, cumple con las regulaciones cambiarias vigentes que permiten dicho acceso.

El acceso al Mercado de Cambios para realizar dichos pagos con más de 3 días de antelación a la fecha de vencimiento se encuentra, por regla general, sujeto a la autorización previa del BCRA. Los pagos anticipados realizados con fondos provenientes de nuevos préstamos extranjeros debidamente liquidados o en relación con los procesos de refinanciación de deudas o de gestión de pasivos pueden estar exentos de dicha autorización previa del BCRA en la medida en que cumplan con varios requisitos según lo establecido en las Regulaciones cambiarias.

Además, se requiere la autorización previa del BCRA para que los residentes locales puedan acceder al Mercado de Cambios para realizar pagos de capital e intereses en virtud del endeudamiento financiero transfronterizo con partes vinculadas, con ciertas excepciones específicas previstas en las Regulaciones cambiarias.

El 4 de julio de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8,059, que derogó el requisito de autorización previa del BCRA para acceder al Mercado de Cambios para realizar pagos de intereses de deudas comerciales por la importación de bienes y servicios con contrapartes vinculadas, siempre que se cumplan los requisitos aplicables restantes y el pago se realice simultáneamente con la liquidación por un importe no menor al monto de los intereses por los cuales se accede al Mercado de Cambios, entre otras condiciones establecidas en las Regulaciones cambiarias.

Disposiciones específicas sobre el acceso al Mercado de Cambios

Requisitos generales

Como regla general, y de forma complementaria a las reglas específicas de cada operación para el acceso, ciertos requisitos generales deben ser cumplidos por una empresa o individuo local para acceder al Mercado de Cambios para la compra de moneda extranjera o su transferencia al exterior (es decir, pagos de importaciones y otras compras de bienes en el exterior; pago de servicios prestados por no residentes; distribución de utilidades y dividendos; pago de capital e intereses de endeudamiento externo; pagos de intereses de deudas para la importación de bienes y servicios, entre otros) sin requerir autorización previa del BCRA. En tal sentido, la empresa o individuo local deberá presentar una declaración jurada dejando constancia que:

- (i) Al momento del acceso al Mercado de Cambios la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en Argentina se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras, y al inicio del día en que solicita el acceso al Mercado de Cambios no posee certificados de depósito argentinos ("CEDEARS") representativos de acciones extranjeras y/o activos externos líquidos disponibles que conjuntamente tengan un valor superior a US\$ 100.000 (se excluye de este límite a los fondos depositados en el exterior que constituyen fondos de reserva o garantía bajo contratos de deuda con el exterior, o fondos otorgados como garantía de derivados concertados en el exterior). Si el cliente es un gobierno local, también deberán considerarse las tenencias de moneda extranjera que tenga depositadas en entidades financieras locales hasta el 31 de diciembre de 2024. Son considerados "activos externos líquidos" a estos efectos, las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera. Por el contrario, no deben considerarse activos externos líquidos disponibles a aquellos fondos depositados en el exterior que no pudiesen ser utilizados por el cliente por tratarse de fondos reservados o garantizados constituidos en virtud de las exigencias previstas en contratos de endeudamiento con el exterior o de fondos constituidos como garantía de operaciones con derivados concertadas en el exterior. En el caso de que el cliente fuese un gobierno local y excediese el monto establecido, la entidad financiera también podrá aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que tal exceso se utilizó para realizar pagos por el Mercado de Cambios a través de operaciones de cambio y/o arbitraje con los fondos depositados.

Las entidades financieras también podrán aceptar una declaración jurada del cliente en la que manifieste que sus tenencias en exceso del monto contemplado corresponden a fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior provenientes de la suscripción en el exterior de un nuevo título de deuda en los últimos 60 días corridos y que serán utilizados para realizar una operación de refinanciación, recompra y/o rescate anticipado de títulos de deuda o deudas financieras externas.

Adicionalmente, las entidades financieras podrán aceptar una declaración jurada del cliente en la que manifieste que sus tenencias en exceso del monto contemplado corresponden a fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior a su nombre que se originaron en los últimos 180 días corridos por desembolsos en el exterior de endeudamientos financieros comprendidos en la Sección 3.5. de las Regulaciones cambiarias recibidos a partir del 29 de noviembre de 2024. El cliente continuará teniendo la posibilidad de presentar la declaración jurada cuando el monto de los fondos depositados no supere el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 días corridos.

- (ii) Se comprometa a liquidar en el Mercado de Cambios, dentro de los 5 días hábiles de su puesta a disposición, los fondos que reciba en el exterior por el cobro de préstamos otorgados a terceros, de depósitos a plazo, o de la venta de cualquier tipo de activo, en la medida en que el activo objeto de la venta hubiera sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

- (iii) En la fecha de acceso al Mercado de Cambios y en los 90 días corridos anteriores y en los 90 días corridos posteriores:
- (a) no concertó ventas en Argentina de títulos valores con liquidación en moneda extranjera, (b) no realizó canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos, (c) no realizó transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior, (d) no adquirió en Argentina títulos valores emitidos por no residentes con liquidación en pesos argentinos, (e) no adquirió CEDEARs representativos de acciones extranjeras, (f) no adquirió títulos valores representativos de deuda privada emitida en jurisdicción extranjera, y (g) no entregó fondos en pesos argentinos ni otros activos locales (excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales) a ninguna persona (sea humana o jurídica, residente o no residente, vinculada o no), recibiendo como contraprestación previa o posterior, de manera directa o indirecta, por sí misma o a través de una entidad vinculada, controlada o controlante, activos externos, criptoactivos o títulos valores depositados en el exterior.

En caso de que el cliente que solicite el acceso al Mercado de Cambios sea una persona jurídica, para que la operación no quede comprendida por el requisito de autorización previa del BCRA deberá presentar ante la entidad financiera correspondiente:

- (a) una declaración jurada dejando constancia de que dentro del plazo de 90 días previos al acceso al Mercado de Cambios no ha entregado en Argentina fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos, excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales, a ninguna persona humana o jurídica, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales en el marco del desarrollo de su actividad; o bien
- (b) (i) Una declaración jurada en la que consten detalles de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente y de otras personas jurídicas con las que integra un mismo grupo económico.; y (ii) que en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 90 días corridos anteriores no ha entregado en Argentina fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos, excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales, a ninguna persona humana o jurídica que ejerza una relación de control directo sobre ella, o a otras empresas con las que integre un mismo grupo económico, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios.

Las disposiciones de las Regulaciones cambiarias (tal y como se detalla en el apartado (b)(ii) anterior) podrán ser consideradas cumplidas, en el caso que el cliente que pretende acceder haya presentado:

- (i) una declaración jurada rubricada por cada persona humana o jurídica a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en las Regulaciones cambiarias.; o bien
- (ii) una declaración jurada de cada persona humana o jurídica declarada en la declaración jurada (es decir, todas las personas jurídicas con control directo y los miembros declarados del grupo económico), dejando constancia del cumplimiento de las provisiones de las Regulaciones cambiarias; o bien
- (iii) una declaración de cada una de las personas humanas o jurídicas declaradas en la declaración jurada (esto es, todas las personas jurídicas con control directo y los integrantes declarados del grupo económico), en la que se deje constancia de que, en el plazo previsto en las Regulaciones cambiarias no ha recibido en Argentina fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos, excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes para la adquisición de bienes y/o servicios, que hayan provenido del cliente o de alguna persona a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en las Regulaciones cambiarias.

El 19 de septiembre de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8.108 que establece que las transferencias a entidades depositarias del exterior de títulos efectuadas con motivo de una recompra de títulos de deuda por parte de residentes argentinos no deberán ser consideradas en las declaraciones juradas que se confeccionen para dar cumplimiento a las Regulaciones cambiarias.

Pago de las importaciones

Las Regulaciones cambiarias permiten el acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de bienes, estableciendo diferentes condiciones según se trate de pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero, o de pagos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente, y basado en la fecha de vencimiento del interés que tales deudas comerciales devenguen. Con relación a esto último, mediante la Comunicación "A" 8.059 el BCRA habilitó el acceso al Mercado de Cambios únicamente para efectuar el pago de intereses de deudas comerciales por importación de bienes con contrapartes extranjeras vinculadas, siempre que el vencimiento de los intereses se produzca a partir del 5 de julio de 2024, sin necesidad de solicitar autorización previa al BCRA.

A su vez, dispone el restablecimiento del sistema de seguimiento de pago de importaciones "SEPAIMPO" a los efectos de monitorear los pagos de importaciones, las financiaciones de importaciones y la demostración del ingreso de los bienes al país.

Asimismo, el importador local debe designar una entidad financiera local para actuar como banco de seguimiento, que será el responsable de verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, incluyendo, entre otros, la liquidación de financiaciones de importación y el ingreso de los bienes importados.

El 13 de diciembre de 2023 el BCRA emitió la Comunicación "A" 7.917, la cual fue posteriormente modificada por la Comunicación "A" 8.035 emitida el 30 de julio de 2024, que modificó sustancialmente el régimen de acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios, estableciendo lo siguiente en cuanto al acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de bienes, con vigencia a partir del 13 de diciembre de 2023:

- (i) No será necesario para el acceso al Mercado de Cambios contar con una declaración realizada a través del SIRA en estado "SALIDA" como requisito de acceso al Mercado de Cambios, ni validar la operación en el sistema informático de "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior Ordenante".
- (ii) Las entidades financieras podrán dar acceso al Mercado de Cambios sin la autorización previa del BCRA para cursar pagos diferidos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023, cuando adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, se verifique que el pago cumple con el cronograma establecido por las Regulaciones cambiarias, según el tipo de bienes.
- (iii) Las entidades financieras también podrán dar acceso al Mercado de Cambios sin necesidad de contar con la autorización previa del BCRA para cursar pagos diferidos de nuevas importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023 antes de los plazos previstos en el punto (a) mencionado más arriba cuando, adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, los pagos se realicen simultáneamente con cierto financiamiento permitido por la normativa.

El 21 de noviembre de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8.133 que incorporó nuevas excepciones a la obligación de diferimiento mínimo para acceder al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios registradas a partir del 13 de diciembre de 2023. Para los pagos de importaciones de bienes, exime los pagos anticipados de bienes de capital y los pagos a la vista realizados (a) mediante una operación de cambio y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta en moneda extranjera en una entidad financiera local y/o (b) simultáneamente con la liquidación de una financiación en moneda extranjera otorgada al cliente por entidades financieras locales. Para los pagos de importaciones de servicios, los exime cuando (a) el pago sea a una contraparte no vinculada y se realice a través de una operación de cambio y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta en moneda extranjera en una entidad financiera local y/o (b) el acceso se realice con fondos originados en una financiación de importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local bajo ciertas condiciones.

- (iv) La normativa permite el acceso al Mercado de Cambios para cursar pagos con registro de ingreso aduanero pendiente o pagos diferidos bajo los términos mencionados más arriba, cuando los restantes requisitos aplicables se verifiquen, únicamente en caso de financiaciones, nuevas prefinanciaciones o anticipos, o bajo beneficios específicos.
- (v) El acceso al Mercado de Cambios para realizar pagos de importaciones por bienes cuyo registro de ingreso aduanero se produjo hasta el 12 de diciembre de 2023, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, requerirá la autorización previa del BCRA excepto cuando sean operaciones financiadas por entidades financieras o agencias oficiales de crédito u organismos internacionales, entre otras situaciones.
- (vi) Acceso a las entidades financieras para cancelar obligaciones derivadas de cartas de crédito o letras avaladas emitidas u otorgadas a partir del 13 de diciembre de 2023, en el marco de una importación en la que sea requisito contar con una declaración SIRA estará condicionado a que la entidad financiera cuente con documentación que demuestre, a la fecha de emisión u otorgamiento, la operación garantizada era compatible con los plazos y condiciones previstos arriba.

Pagos de deudas externas por importación de bienes y/o por servicios efectivamente prestados y/o devengados

El 22 de diciembre de 2023, el BCRA emitió la Comunicación "A" 7.925 que estableció los requisitos para que los importadores que tengan deuda externa pendiente por la importación de mercaderías con registro aduanero de ingreso hasta el 12 de diciembre de 2023 y/o por servicios efectivamente prestados y/o devengados hasta esa fecha ("stock de deuda de importación"), suscriban Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre ("BOPREAL").

Los importadores de mercaderías podrán suscribir BOPREAL hasta por el monto de la deuda pendiente por sus importaciones de mercaderías con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023. El monto de BOPREAL que podrán suscribir los importadores se ajustará al monto pendiente registrado en el sistema SEPAIMPO del BCRA. Los importadores de servicios devengados hasta el 12 de diciembre de 2023 también podrán suscribir el BOPREAL hasta el monto de la deuda pendiente por dichas operaciones. Los importadores de bienes y servicios que, con anterioridad al 31 de enero de 2024, hayan suscripto BOPREAL por un monto igual o superior al 50% del monto pendiente de pago del stock de deuda de importación, podrán acceder al Mercado de Cambios a partir del 1 de febrero de 2024 para pagar el stock de deuda de importación por el equivalente al 5% del monto suscripto de BOPREAL.

Se autoriza el acceso al Mercado de Cambios para el pago del stock de deuda de importación mediante operaciones de cambio y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta bancaria local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera del BOPREAL.

Los importadores que suscriban el BOPREAL podrán venderlos con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior o transferirlos a depositarios en el exterior, hasta por el monto adquirido en la licitación primaria sin limitar su capacidad de acceso al Mercado de Cambios. Asimismo, la Comunicación "A" 7.935 estableció que quienes hubieran suscripto el BOPREAL en licitación primaria podrán, a partir del 1 de abril de 2024, realizar operaciones de venta de títulos en moneda extranjera por la diferencia entre el valor nominal ofertado y el precio de venta en el mercado secundario obtenido por la venta del BOPREAL, sin violar las declaraciones juradas previstas en las Regulaciones cambiarias.

El 28 de junio de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8.055, que estableció que si los clientes concretan una operación de venta con obligación de recompra utilizando BOPREAL adquiridos en licitación primaria, deberán cumplirse las siguientes condiciones: (i) la venta del BOPREAL en el origen de la operación no deberá ser considerada a los efectos de la confección de la declaración jurada prevista en las Regulaciones cambiarias; (ii) dicha venta no habilitará al cliente a celebrar operaciones de BOPREAL por la diferencia entre el valor obtenido de la venta y el valor nominal del BOPREAL; y (iii) una vez que el cliente haya recuperado la posesión del BOPREAL, los títulos tendrán el mismo tratamiento que los adquiridos en la licitación primaria.

Pago de servicios prestados por no residentes

En virtud de las Regulaciones cambiarias las compañías podrán acceder al Mercado de Cambios para cursar pagos de servicios prestados por no residentes en la medida que cuenten con documentación que permita avalar la existencia del servicio.

En el caso de deudas comerciales por servicios el acceso se produce a partir de la fecha de vencimiento, en la medida que se verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del Relevamiento de activos y pasivos externos.

Las Comunicaciones "A" 7.953 y "A" 8.035 modificaron sustancialmente el régimen de acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios, estableciendo en cuanto al acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de servicios, con vigencia a partir del 13 de diciembre de 2023:

- (i) No será necesario tener una declaración hecha a través del SIRASE ni validar la operación en el sistema de "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior".
- (ii) Las entidades podrán acceder al Mercado de Cambios para cursar pagos de servicios prestados por no residentes que fueron o que vayan a prestarse al 13 de diciembre de 2023, cuando, además de los demás requisitos aplicables, la transacción se encuentra en una de las situaciones establecidas por las Regulaciones cambiarias, incluyendo, entre otras:
 - (a) el pago corresponde a una transacción correspondiente a un servicio no comprendido en los puntos 13.23.1 a 13.23.1 de las Regulaciones cambiarias y el pago se concreta una vez transcurrido un plazo de 30 días corridos desde la fecha en que la prestación o devengamiento del servicio ha concluido (este plazo también aplicará a las transferencias al extranjero realizadas por agentes locales para su cobro en el país de los fondos correspondientes a servicios prestados por no residentes a residentes), y (b) el pago corresponde a un servicio no comprendido en los puntos 13.23.1 a 13.2.4 de las Regulaciones cambiarias y el pago se concreta una vez transcurrido un plazo de 180 días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio. Las operaciones originadas por la prestación de servicios por contrapartes vinculadas seguirán estando sujetas a este requisito, aunque se produzca un cambio en el acreedor o el deudor que haga que deje de haber relación entre el acreedor y el deudor residente.
- (iii) El acceso al Mercado de Cambios para pagos por servicios prestados y/o devengados por no residentes a partir del 13 de diciembre de 2023, será admisible con antelación a los plazos previstos en las Regulaciones cambiarias cuando, además de los demás requisitos aplicables, se verifiquen las siguientes situaciones:
 - (a) El cliente acceda al Mercado de Cambios con fondos originados en una financiación de importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local en la medida en que los plazos de vencimiento y los montos de capital a pagar de la financiación otorgada sean compatibles con los previstos en las Regulaciones cambiarias.
 - (b) Si la concesión de la financiación es anterior a la fecha de prestación o devengamiento del servicio, los plazos previstos en las Regulaciones cambiarias se calcularán a partir de la fecha estimada de prestación o devengamiento más 15 días corridos. Si el otorgamiento de la financiación es posterior a la fecha de provisión o devengamiento del servicio, esas fechas de vencimiento serán calculadas desde estas últimas fechas.
 - (c) El cliente tenga acceso al Mercado de Cambios en forma simultánea a la liquidación de fondos por adelantos o prefinanciaciones de exportaciones o prefinanciaciones de exportaciones otorgadas por entidades financieras locales con financiamiento en líneas de crédito del exterior, en la medida que se cumpla con lo estipulado en las Regulaciones cambiarias respecto de los plazos de vencimiento y los montos de capital a pagar por la financiación.
 - (d) El cliente acceda al Mercado de Cambios simultáneamente con la liquidación de fondos originados en un endeudamiento financiero en el exterior, en la medida en que se cumpla con lo dispuesto en las Regulaciones cambiarias en cuanto a plazos de vencimiento y montos de capital a pagar por la financiación.
 - (e) La porción del endeudamiento financiero con el exterior que se utilice para los propósitos arriba mencionados no podrá computarse a los efectos de otros mecanismos específicos que posibiliten el acceso al Mercado de Cambios a partir del ingreso y/o liquidación de este tipo de operaciones
 - (f) En el caso que el pago por importación de servicios se realice en el marco del mecanismo previsto en las Regulaciones cambiarias.

- (g) El cliente cuente con un certificado para el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo ("RADPIP") y/o para el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural ("RADPIGN") bajo el Decreto N° 277/2022 emitido en el marco de lo dispuesto en las Regulaciones cambiarias.
 - (h) El pago corresponde a la cancelación de operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 13 de diciembre de 2023, por entidades financieras locales o del exterior, organismos internacionales y/o agencias oficiales de crédito.
 - (i) El pago corresponde a una contraparte no relacionada al cliente y se completa a través de un intercambio y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta en moneda extranjera en una entidad financiera local.
- (iv) Se requerirá la autorización previa del BCRA para acceder al Mercado de Cambios para efectuar pagos por servicios de no residentes prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, salvo que además de los otros requisitos aplicables, los importes adeudados se cancelan a través de los medios específicos previstos en la regulación.

Cancelación de la deuda en moneda extranjera entre residentes

Se prohíbe el acceso al Mercado de Cambios para la cancelación de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, contraídas a partir del 1 de septiembre de 2019. Sin embargo, las Regulaciones cambiarias establecen como excepciones la cancelación a partir de su vencimiento de capital e intereses de:

Financiación en moneda extranjera concedida por entidades financieras locales.

Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas a través de registros públicos o escrituras en o antes del 30 de agosto de 2019.

Las emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 1 de septiembre de 2019, con el objeto de refinanciar obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas a través de registros o escrituras públicas antes del 30 de agosto de 2019, y que supongan un aumento de la vida promedio de las obligaciones.

El pago, al vencimiento, de los servicios de capital e intereses de las nuevas emisiones de títulos de deuda realizadas en o a partir del 29 de noviembre de 2019, con registro público en Argentina, denominadas y pagaderas en moneda extranjera en Argentina, en la medida que: (i) estén denominados y suscritos en moneda extranjera, (ii) los respectivos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera, y (iii) la totalidad de los fondos obtenidos con la emisión se liquiden a través del Mercado de Cambios.

Pagarés bursátiles emitidos bajo la Resolución General CNV N° 1.003/2024 y normas relacionadas, denominados y suscritos en moneda extranjera cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en Argentina en moneda extranjera, siempre que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados a través del Mercado de Cambios.

Las emisiones realizadas entre el 9 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023 de títulos de deuda con registro público en el país, con una vida promedio no inferior a dos años, denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en Argentina, que hayan sido entregados a los acreedores de endeudamiento financiero y/o títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera con vencimientos entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023, que hayan sido entregados a acreedores como parte de los parámetros de refinanciación exigidos oportunamente, siguiendo los requisitos de las Regulaciones cambiarias.

Las emisiones realizadas a partir del 7 de enero de 2021 de títulos de deuda con registro público en Argentina denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida en que hayan sido entregados a acreedores para refinanciar deudas preexistentes con extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto del capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida en que los nuevos títulos de deuda no venzan antes de 2023, el importe equivalente a los intereses que se devengarían hasta el 31 de diciembre de 2022 sobre el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o sobre los intereses que se devengarían sobre los importes así refinanciados.

Las emisiones de títulos de deudas con registro público en Argentina que fueron incluidas en las Regulaciones cambiarias, en la medida que se demuestre el registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente a la financiación recibida.

Las emisiones de títulos de deuda fiduciaria emitidos por fiduciarios de fideicomisos financieros con oferta pública realizada de acuerdo con las disposiciones de la CNV, siempre que estén denominados y suscritos en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera en Argentina. Todos los fondos obtenidos de la emisión de los instrumentos mencionados deberán ser liquidados a través del Mercado de Cambios como requisito para el posterior acceso al mismo, a fin de atender sus servicios de capital y/o intereses en moneda extranjera en Argentina.

Pagos de capital en virtud de deudas con contrapartes vinculadas

Se requiere la autorización previa del BCRA para acceder al Mercado de Cambios para realizar pagos al exterior de capital e intereses de deudas financieras cuando el acreedor sea una contraparte vinculada con el deudor residente, de acuerdo con las Regulaciones cambiarias. Asimismo, estas deudas continuarán sujetas a la autorización previa aun cuando haya una modificación del acreedor o del deudor que conlleve a que ya no exista una vinculación entre el acreedor y el deudor residente. Sin embargo, la autorización previa del BCRA no será requerida cuando: (i) se trate de operaciones propias de las instituciones financieras locales; (ii) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior que tenga una vida promedio no inferior a los 2 años y los fondos hayan sido ingresados y liquidados a través del Mercado de Cambios a partir del 2 de octubre de 2020; (iii) se trate de un endeudamiento financiero en el exterior que cumpla las siguientes condiciones: (a) el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el Plan GasAr 2020-2024; (b) los fondos hayan sido ingresados y liquidados a través del Mercado de Cambios a partir del 16 de noviembre de 2020 y (c) el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 años; y (iv) que el pago se realice simultáneamente con la liquidación por un importe no inferior al importe de los intereses por los que se concede el acceso al Mercado de Cambios para: (a) nuevos préstamos financieros incluidos en el apartado 3.5. de las Regulaciones cambiarias con una vida media no inferior a 2 años y que incluyan al menos 1 año de gracia para el pago del principal, en ambos casos contados a partir de la fecha en que se conceda el acceso al Mercado de Cambios; o (b) nuevas aportaciones de inversión directa de no residentes.

El 19 de diciembre de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8.161 que dejó sin efecto la mencionada exigencia de autorización previa del BCRA para que aquellos clientes que accedan al Mercado de Cambios abonen al vencimiento intereses compensatorios devengados a partir del 1 de enero de 2025, sobre el valor remanente original de las deudas financieras con contrapartes vinculadas extranjeras, mientras que los intereses adeudados al 31 de diciembre de 2024, o los intereses punitivos u otros equivalentes que se devenguen a partir del 1 de enero de 2025, continuarán sujetos al requisito de autorización previa en los términos previstos en las Regulaciones cambiarias.

Asimismo, la mencionada autorización tampoco resultará de aplicación cuando (i) el cliente cuente con una "Certificación de Aumento de las Exportaciones de Bienes" para los años 2021 a 2023, emitida en el marco de lo dispuesto en las Regulaciones cambiarias por el equivalente del monto de capital a abonarse; (ii) se trate de un endeudamiento financiero con una vida promedio no inferior a 2 años, liquidado entre el 21 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023, y que fue originariamente utilizado para pagar deudas comerciales por la importación de bienes y servicios que originó la emisión de una Certificación de Ingreso de Nuevo Endeudamiento Financiero con el Exterior en el marco de las Regulaciones cambiarias; (iii) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior con una vida promedio no inferior a 2 años, liquidada entre el 27 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023 originado en una refinanciación con el propio acreedor de deudas comerciales por la importación de bienes y servicios encuadrada en el marco de lo dispuesto en las Regulaciones cambiarias, para lo cual el cliente deberá contar con una certificación de acceso al Mercado de Cambios emitida dentro de los 5 días hábiles anteriores; (iv) el cliente cuente con una certificación para el RADPIP y/o el RADPIGN emitida en el marco de lo dispuesto en las Regulaciones cambiarias, por el equivalente del monto de capital a ser abonado; y (v) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior y la fecha de acceso sea consistente con las condiciones requeridas para encuadrar en tal mecanismo.

Las Regulaciones cambiarias establecen que, en tanto continúe vigente el requisito de obtener autorización previa para acceder al Mercado de Cambios para pagar, al vencimiento, el capital e intereses de endeudamiento financiero externo, dicho requisito no será aplicable cuando el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el Plan GasAr 2020 - 2024; cuando los fondos hayan sido ingresados y liquidados a través del Mercado de Cambios a partir del 16 de noviembre de 2020 y la vida promedio del endeudamiento no sea menor a 2 años.

Acceso al Mercado de Cambios para el pago de nuevas emisiones de títulos de deuda

Las compañías pueden acceder al Mercado de Cambios para el pago del capital y los servicios de los títulos de deuda denominados y registrados públicamente en el exterior cuando el deudor haya liquidado a través del Mercado de Cambios un importe equivalente al valor nominal del endeudamiento en el exterior.

Este requisito se considerará cumplido para la porción de títulos de deuda registrados públicamente en el exterior emitidos a partir del 7 de enero de 2021, destinados a refinanciar deuda preexistente mediante la ampliación de su vida promedio, por un importe equivalente al capital refinanciado, y siempre que los nuevos títulos no tengan un calendario de vencimientos del capital dentro de los 2 años, por los intereses devengados hasta la fecha de la refinanciación y, los intereses que se devengarían durante los 2 primeros años por el endeudamiento refinanciado y/o por el aplazamiento del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían por las cantidades refinanciadas.

Títulos debidamente registrados que están denominados y son pagaderos en moneda extranjera en Argentina

De acuerdo con las Regulaciones cambiarias, los emisores de deuda residentes tendrán acceso al Mercado de Cambios para el pago al vencimiento del capital y los intereses de: (i) las emisiones de títulos de deuda debidamente registradas; (ii) los pagarés bursátiles emitidos en el marco de la Resolución General CNV N° 1.003/2024 y normas relacionadas; y (iii) los títulos de deuda fiduciaria emitidos por fiduciarios de fideicomisos financieros con oferta pública realizada de acuerdo con las disposiciones de la CNV, en todos los casos, siempre que estén denominados y sean pagaderos en moneda extranjera en Argentina, siempre que (a) se encuentren íntegramente suscriptos en moneda extranjera, y (b) el producido de la emisión se liquide previamente a través del Mercado de Cambios.

El 28 de junio de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8.055 que estableció que las entidades financieras también podrán facilitar a clientes residentes el acceso al Mercado de Cambios con el objeto de cancelar el capital e intereses de títulos de deuda denominados en moneda extranjera, ya sea en Argentina o en el exterior, siempre que se cumplan los demás requisitos aplicables, y a condición de que los títulos en cuestión hayan sido íntegramente suscriptos en el exterior y la totalidad de los fondos recibidos hayan sido liquidados en el Mercado de Cambios.

En caso de que el pago deba efectuarse en el extranjero, podrá concederse acceso al Mercado de Cambios hasta 3 días hábiles antes de la fecha de vencimiento del principal y/o de los intereses.

El 3 de octubre de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8.112 que estableció que los clientes que accedan al Mercado de Cambios para prepagar deudas financieras con entidades extranjeras en el marco de una operación de refinanciación, recompra y/o rescate anticipado de deuda existente a partir de la liquidación de fondos recibidos del exterior mediante la emisión de nuevos títulos de deuda que incluyan al menos 1 año de gracia para el pago de capital y que impliquen una extensión mínima de 2 años respecto de la vida promedio del capital remanente de la deuda prepagada, podrán también acceder para: (i) pagar hasta el equivalente al 5% del capital de la deuda recomprada o rescatada en concepto de prima de recompra o rescate anticipado o similar, siempre que la liquidación de los fondos recibidos del exterior mediante la emisión de nuevos títulos de deuda supere el capital prepagado en, al menos, el importe de la prima pagada; (ii) pagar los intereses devengados por la deuda recomprada y/o amortizada hasta la fecha de cierre de la operación de recompra y/o amortización, sin necesidad de liquidación de fondos por el importe equivalente; o (iii) pagar en la fecha de cierre de la operación de recompra y/o rescate, sin necesidad de liquidación de fondos por el importe equivalente, los gastos de emisión u otros servicios prestados por no residentes derivados de la emisión de los nuevos títulos de deuda emitidos y/o de la operación de recompra y/o rescate.

Adicionalmente, la Comunicación "A" 8.112 estableció que el requisito de ingreso y liquidación previsto en las Regulaciones cambiarias se considerará cumplido para la porción de los nuevos títulos de deuda que sean entregados por un residente a sus acreedores como prima de participación, recompra, rescate anticipado o similar en el marco de una operación de cambio, recompra y/o rescate anticipado de títulos de deuda existentes, siempre que: (i) el valor nominal de los nuevos títulos entregados como prima de participación, recompra o rescate anticipado o similar no supere el equivalente al 5% del valor del capital de la deuda efectivamente canjeada o recomprada; y (ii) los nuevos títulos de deuda incluyan al menos un período de gracia de 1 año para el pago del capital e impliquen una prórroga mínima de 2 años respecto a la vida promedio del capital remanente de la deuda canjeada o recomprada.

Acceso de los no residentes al Mercado de Cambios

De acuerdo con el Punto 3.13 de las Regulaciones cambiarias, se requerirá la autorización previa del BCRA para el acceso al Mercado de Cambios por parte de los no residentes para la compra de moneda extranjera, con excepción de las situaciones establecidas en las Regulaciones cambiarias, entre las cuales destacan las siguientes: (i) organismos e instituciones internacionales que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación; (ii) repatriaciones de inversiones directas de no residentes en sociedades que no sean entidades controlantes de entidades financieras locales, siempre que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado a través del Mercado de Cambios a partir del 2 de octubre de 2020, y la repatriación tenga lugar al menos dos años después de su ingreso; (iii) se permite la repatriación de inversiones directas de no residentes hasta el importe de los aportes de inversión ingresados y liquidados a través del Mercado de Cambios, siempre que se cumplan todas las condiciones siguientes: (a) el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el Plan GasAr 2020-2024; (b) la entidad disponga de documentación que acredite la entrada efectiva de la inversión directa en la empresa residente; y (c) el acceso se produzca no antes de dos años calendario desde la fecha de liquidación en el Mercado de Cambios de la operación que permita el cumplimiento de este apartado; (iv) se permite la repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, siempre que la entidad pertinente haya obtenido un certificado para el RADPIP y/o RADPIGN emitido de conformidad con las disposiciones del punto 3.17 de las Regulaciones cambiarias. El monto repatriado debe ser equivalente a la inversión original; y (v) se permiten las repatriaciones de inversiones de portafolio por parte de no residentes originadas en utilidades y dividendos cobrados en el país desde el 1 de septiembre de 2019, provenientes de distribuciones determinadas por la asamblea de accionistas por balances cerrados y auditados, siempre que la operación se realice a través de una operación de cambio y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros en moneda extranjera de capital o intereses de BOPREAL.

El 19 de septiembre de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8.108 que estableció que, cuando se verifiquen los restantes requisitos normativos aplicables, las entidades podrán otorgar acceso al Mercado de Cambios para realizar una repatriación de inversiones directas de un no residente a través del acceso del residente que adquirió su participación en el capital de una sociedad residente, siempre que: (i) el acceso se realice de forma simultánea a la liquidación de fondos recibidos del exterior por deuda financiera con una vida media no inferior a 4 años y que incluyan al menos 3 años de gracia para el pago del capital; (ii) la entidad residente cuyo capital se transfiere esté incluida entre los sectores de industria forestal, turismo, infraestructura, minería, tecnología, siderurgia, energía, petróleo y gas; y (iii) la operación implique la transferencia de al menos el 10% del capital de la entidad residente.

El 2 de febrero de 2025, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8.191 que estableció algunas excepciones, tales como: (i) repatriaciones de inversiones directas de no residentes en sociedades a través del acceso del residente que adquirió su participación en el capital de una sociedad residente en la medida que: (a) el acceso se realice simultáneamente con la liquidación de fondos ingresados del exterior a través de préstamos financieros incluidos en la sección 3.5. de las Regulaciones cambiarias o fondos provenientes de un préstamo financiero en moneda extranjera otorgado por una entidad financiera local con cargo a una línea de crédito de una entidad financiera del exterior, que tengan una vida promedio no inferior a 4 años y que contemplen al menos 3 años de gracia para el pago del capital; (b) la empresa residente cuyo capital se transfiere se encuadre en sectores de la industria forestal, turismo, infraestructura, minería, tecnología, siderurgia, energía, petróleo y gas; y (c) la operación implique la transferencia de al menos el 10% del capital de la empresa residente. En el caso de que, en el momento del acceso, el cliente no disponga de la documentación acreditativa de haber tomado posesión de la participación en el capital objeto de desembolso, deberá realizar una declaración jurada comprometiéndose a presentarla en el plazo de 60 días corridos desde el acceso al Mercado de Cambios; y (ii) repatriaciones de aportaciones de inversión directa de no residentes en un Vehículo de Proyecto Único ("VPU") adherido al RIGI enmarcado en las Regulaciones cambiarias.

Acceso al Mercado de Cambios por parte de los fideicomisos de garantía para el pago de capital e intereses

De acuerdo con las Regulaciones cambiarias, los fideicomisos de garantía argentinos creados para garantizar los pagos de capital e intereses de los deudores residentes pueden acceder al Mercado de Cambios para realizar dichos pagos a su vencimiento programado, en la medida en que, de acuerdo con la normativa vigente aplicable, el deudor hubiera tenido acceso al Mercado de Cambios para realizar dichos pagos directamente. Asimismo, bajo ciertas condiciones, un fiduciario puede acceder al Mercado de Cambios para garantizar determinados pagos de capital e intereses de la deuda financiera en el exterior y anticipar el acceso al mismo.

Operaciones con derivados

Las Regulaciones cambiarias requieren que, a partir del 11 de septiembre de 2019, la liquidación de las operaciones de futuros en mercados regulados, "forwards", opciones y cualquier otro tipo de derivados celebrados en Argentina, se realice en pesos argentinos.

Asimismo, se permitirá el acceso al Mercado de Cambios para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, según corresponda, en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, siempre que dichas garantías no cubran riesgos superiores a los pasivos externos contraídos por el deudor a la tasa de interés del riesgo que se está cubriendo a través de dicha operación. El cliente que acceda al mercado local mediante este mecanismo deberá designar una entidad financiera autorizada para operar en el Mercado de Cambios que hará el seguimiento de la operación y presentará una declaración jurada comprometiéndose a repatriar y liquidar los fondos que le correspondan como consecuencia de dicha operación o como consecuencia de la liberación del dinero de la garantía, dentro de los 5 días hábiles siguientes a la fecha en que se produzca dicho pago o liberación.

Pago de utilidades y dividendos

Conforme a las Regulaciones cambiarias, el acceso al Mercado de Cambios para el giro de divisas al exterior en concepto de pago de dividendos y utilidades a accionistas no residentes está sujeto a la autorización previa del BCRA, salvo que se cumplan los siguientes requisitos:

- (i) Los dividendos deberán corresponder a estados financieros cerrados y auditados.
- (ii) El monto total abonado a los accionistas no residentes no deberá superar el monto en pesos argentinos que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas.
- (iii) De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos por las operaciones involucradas.
- (iv) La empresa encuadra dentro de alguna de las siguientes situaciones y cumple todas las condiciones estipuladas en cada caso:
 - (a) Registra aportes de inversión directa liquidados al 17 de enero de 2020: (i) el monto total de transferencias que se cursen en el Mercado de Cambios para el pago de dividendos a accionistas no residentes no podrá superar el 30% del valor total de los aportes de capital realizados en la compañía local correspondiente que hayan sido ingresados y liquidados a través del Mercado de Cambios al 17 de enero de 2020; (ii) el acceso sólo se concederá una vez transcurrido un plazo no inferior a 30 días corridos a partir de la fecha de liquidación del último aporte de capital que se tenga en cuenta para determinar el mencionado tope del 30% del capital; y (iii) se deberá acreditar la capitalización definitiva de los aportes de capital o, en su defecto, se deberá acreditar la presentación del trámite de inscripción del aporte de capital ante el Registro Público.
 - (b) Utilidades generadas en proyectos enmarcados en el Plan GasAr 2020-2024 que cumplan los siguientes requisitos: (i) las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa sean ingresados y liquidados a través del Mercado de Cambios. Si el cliente es beneficiario directo del Decreto N° 277/2022, el valor de los beneficios del Decreto utilizados por el cliente, en forma directa o indirecta, deberán ser deducidos del monto que se habilita en el párrafo precedente; (ii) el acceso al Mercado de Cambios se produce no antes de los 2 años corridos contados desde

la fecha de la liquidación en el Mercado de Cambios del aporte que permite el encuadre en la presente sección; y (iii) el cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.

- (c) El cliente debe disponer de una Certificación de Aumento de las Exportaciones de Bienes para los años 2021 a 2023 por el valor equivalente a las utilidades y dividendos que se están pagando.
- (d) Cuenta con un certificado por el RADPIP y/o el RADPIGN por un valor equivalente a las ganancias y dividendos a pagar.
- (e) El cliente realiza una operación de cambio y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y procedentes de cobros en moneda extranjera de capital o intereses del BOPREAL.
- (f) El cliente es un VPU adherido al RIGI y los beneficios correspondan a aportes de inversión extranjera directa que se encuadren en las disposiciones de las Regulaciones cambiarias. En este caso, el cliente deberá presentar la documentación que respalde la capitalización definitiva del aporte.

El 30 de abril de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 7.999 que estableció que los clientes podrán suscribir el BOPREAL por un monto equivalente a las utilidades y dividendos pendientes de pago a los accionistas no residentes, de acuerdo con la distribución que determine la asamblea de accionistas, en moneda nacional. Es responsabilidad de la entidad que realiza la suscripción en nombre del cliente verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos.

Además, los clientes podrán acceder al Mercado de Cambios para el pago de utilidades y dividendos, siempre que se cumplan los requisitos aplicables, realizando una operación de cambio y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera del BOPREAL.

Respecto de las utilidades y dividendos devengados en pesos argentinos dentro del país por no residentes a partir del 1 de septiembre de 2019, y que no hayan sido remitidos al exterior, se estableció, que los clientes no residentes podrán suscribir BOPREAL hasta el monto equivalente en moneda nacional de las utilidades y dividendos percibidos a partir del 1 de septiembre de 2019, según la distribución que determine la asamblea de accionistas, ajustada por el último IPC disponible publicado por el INDEC a la fecha de suscripción.

Otras disposiciones específicas

Operaciones de canje, arbitraje y títulos valores

Las entidades financieras pueden realizar operaciones de cambio de divisas y arbitraje con sus clientes en los siguientes casos:

- (i) Transferencias de fondos de las cuentas locales de un individuo (que ya están en moneda extranjera) a sus propias cuentas bancarias fuera de Argentina.
- (ii) La transferencia de divisas al exterior por parte de los depositarios comunes locales de valores negociables en relación con los ingresos recibidos en moneda extranjera a cuenta de los servicios de capital e intereses de los bonos del Tesoro argentino o bonos del BCRA, cuando dicha operación forme parte del procedimiento de pago a solicitud de los depositarios comunes extranjeros;
- (iii) Las transferencias de divisas al exterior realizadas por personas físicas desde sus cuentas locales denominadas en moneda extranjera a cuentas de recaudación *offshore* hasta un monto de US\$ 500 en cualquier mes, siempre que la persona física presente una declaración jurada en la que conste que la transferencia se realiza para colaborar con la manutención de los residentes argentinos que se vieron obligados a permanecer en el exterior en cumplimiento de las medidas adoptadas en respuesta a la pandemia del COVID-19;
- (iv) Las operaciones de arbitraje no originadas en transferencias desde el exterior podrán realizarse sin ninguna restricción, en la medida que los fondos sean debitados de una cuenta en moneda extranjera que el cliente posea en una institución financiera local;
- (v) Las operaciones de cambio y arbitraje con fondos depositados en cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera del BOPREAL se destinan a los siguientes fines, siempre que se cumplan los requisitos aplicables:
 - (a) la liquidación de pasivos comerciales por bienes importados con registro aduanero de entrada hasta el 12 de diciembre de 2023, elegibles de acuerdo con lo establecido en las Regulaciones cambiarias; (b) la liquidación de pasivos comerciales por servicios prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, elegibles de acuerdo con lo establecido en las Regulaciones cambiarias; (c) la liquidación de deudas. Por otra parte, los accionistas no residentes pueden repatriar los beneficios y dividendos admisibles de conformidad con las Regulaciones cambiarias. Además, la repatriación de inversiones de cartera originadas por beneficios y dividendos cobrados en el país desde el 1 de septiembre de 2019 también está permitida en virtud de las Regulaciones cambiarias.
- (vi) La transferencia de divisas al exterior por parte de un gobierno local a partir de sus tenencias de moneda extranjera depositadas en entidades financieras locales, incluyendo aquellas que constituyan un excedente conforme a lo previsto en las Regulaciones cambiarias, está permitida siempre que se cumplan los requisitos normativos aplicables al tipo de operación a realizar en el caso que se procese contra pesos.

Todas las demás operaciones de cambio y de arbitraje pueden ser realizadas por los clientes sin la autorización previa del BCRA en la medida en que estuvieran permitidas sin necesidad de dicha autorización de acuerdo con otras regulaciones cambiarias, lo cual también se aplica a los depositarios comunes de valores locales con respecto a los ingresos recibidos en moneda extranjera como pagos de capital e intereses de títulos en moneda extranjera pagados en Argentina.

Si la transferencia se realiza en la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la institución financiera acreditará o debitará el mismo importe que el recibido o enviado del extranjero.

Operaciones con títulos valores

La Resolución General CNV N° 988/2023 y sus modificatorias, estableció un plazo mínimo de tenencia de 1 día hábil, contado a partir de su acreditación en el Agente Depositario Central de Valores Negociables, para:

- (i) Ventas de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, cualesquiera sean la jurisdicción y ley de emisión de los mismos, en la medida que la compra de esos títulos valores haya sido hecha con pesos argentinos.
- (ii) Transferencias a entidades depositarias extranjeras de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda local, cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, salvo que dicha acreditación (i) resulte de una colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o por el BCRA; o (ii) se refiera a acciones argentinas y/o CEDEARs negociados en mercados regulados por la CNV, entre otros.
- (iii) Aplicación de valores de entidades depositarias extranjeras a operaciones con liquidación en moneda extranjera.

Los intermediarios y agentes de cambio deben verificar el cumplimiento de los periodos mínimos de tenencia mencionados.

No se encuentran comprendidas en las disposiciones precedentes las transferencias de títulos a entidades depositarias del exterior efectuadas por el cliente con el objeto de participar en un canje de títulos de deuda emitidos por el Estado Argentino, los gobiernos locales o los emisores residentes del sector privado. El cliente deberá presentar la certificación correspondiente por los títulos de deuda canjeados.

De conformidad con la normativa aplicable de la CNV, previo a la ejecución o registro de cualquiera de las operaciones de compraventa de valores previstas en los apartados 3.16.3.1. y 3.16.3.2. de las Regulaciones cambiarias en los mercados autorizados por la CNV, los intermediarios locales deberán:

Si la operación va a ser realizada por clientes no residentes que no reúnen los requisitos para ser corredores extranjeros:

- (i) asegurarse que las operaciones son para la propia cartera de dicho cliente y se financian con sus propios fondos, y (ii) asegurarse que las operaciones no superan los \$ 200 millones al día.

Si la operatoria va a ser realizada por clientes no residentes que califiquen como corredores del exterior, ya sea que actúen para su propia cartera o por cuenta de clientes argentinos, asegurarse que las operaciones no superen los \$ 200 millones por cliente por día. Si el corredor del exterior actúa como depositario de acciones emitidas por emisores locales y realiza la operación a los efectos de pagar dividendos a tenedores de ADRs o certificados similares custodiados en el exterior, no estará sujeto a este requisito.

Si la operación va a ser realizada por clientes residentes, actuando por cuenta de terceros residentes o no residentes, asegurarse que las operaciones no superan los \$ 200 millones por cliente por día.

Si la operación va a ser realizada por clientes residentes que actúan para su propia cartera y se financian con sus propios fondos, no aplica el límite de negociación diaria mencionado.

Las restricciones mencionadas no aplican al BOPREAL adquirido en licitación primaria y a la venta de títulos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local previamente adquiridos en pesos por clientes residentes que sean personas físicas o jurídicas con fondos provenientes de créditos hipotecarios UVA. Estos clientes deberán haber recibido los fondos por entidades financieras autorizadas a actuar como tales en los términos de la Ley N° 21.526. Asimismo, el producido de estas ventas deberá ser aplicado a la compra de inmuebles en el país en el marco de los créditos mencionados.

VPU adheridos al RIGI

El 29 de agosto de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8.099 que estableció la regulación correspondiente a los beneficios cambiarios para las VPU que hayan adherido al RIGI. En este sentido, el BCRA ha establecido: (i) excepciones a la obligatoriedad de ingreso y liquidación de divisas provenientes de exportaciones realizadas por una VPU adherida al RIGI; (ii) excepciones a la obligatoriedad de ingreso y liquidación de divisas provenientes de exportaciones de servicios; (iii) el acceso al Mercado de Cambios para realizar pagos de determinados gastos; (iv) el acceso al Mercado de Cambios para realizar pagos de dividendos a accionistas no residentes; (v) aplicación en el exterior del producido de exportaciones de bienes; y (vi) estabilidad cambiaria aplicable a la VPU a la fecha de adhesión al RIGI.

La Ley Bases creó el RIGI, el cual promueve beneficios tributarios, aduaneros y cambiarios para proyectos que califiquen como grandes inversiones. El RIGI garantiza estabilidad normativa en aspectos tributarios, aduaneros y cambiarios durante 30 años desde la adhesión, protegiendo a los proyectos de inversión de cambios legislativos más gravosos (véase Notas 36.j) y 36.e) a los Estados Financieros Consolidados Auditados). En el caso de los beneficios cambiarios, algunos son a opción del solicitante, como por ejemplo la posibilidad de que, sujeto al esquema establecido en la Ley, los fondos provenientes del cobro de exportaciones sean considerados de libre disponibilidad y puedan ser mantenidos en el exterior de acuerdo a lo establecido en el artículo 198 de la Ley Bases y artículos 98 y subsiguientes del Decreto N° 749/2024.

Proyectos incluidos en el Decreto N° 929/2013

El 16 de diciembre de 2024, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8.155 que estableció que, a solicitud de un cliente que cuente con un proyecto incluido en el régimen de promoción de inversiones para la explotación de hidrocarburos establecido por el Decreto N° 929/2013, la entidad podrá dar por cumplido el seguimiento de un permiso de embarque para la parte del permiso que se encuentre amparada por un "Certificado del Decreto N° 929/2013" emitido en virtud de lo dispuesto por la Resolución SE N° 26/2023.

Régimen de información del BCRA

El 28 de diciembre de 2017, el BCRA reemplazó los regímenes de información establecidos en la Comunicación "A" 3.602 y en la Comunicación "A" 4.237 por la Comunicación "A" 6.401 (y la complementaria Comunicación "A" 6.795), un régimen unificado aplicable a partir del 31 de diciembre de 2017 (el "Relevamiento de Activos y Pasivos Externos"). Las obligaciones de información del régimen informativo están supeditadas al saldo final de los activos y pasivos externos:

- (i) En el caso de personas físicas o jurídicas cuyo saldo, adquisición o venta de activos y pasivos exteriores al final de un año calendario determinado sea igual o superior al equivalente de US\$ 50 millones, deberá presentarse una declaración jurada trimestral antes del final de cada trimestre y una declaración jurada anual, que permita corregir, confirmar o actualizar las declaraciones juradas trimestrales.
- (ii) En el caso de personas físicas o jurídicas cuyo saldo, adquisición o venta de activos y pasivos externos al cierre de un año calendario determinado supere los US\$ 10 millones pero no supere los US\$ 50 millones, la declaración jurada anual es el único requisito de cumplimiento exigido.
- (iii) En el caso de personas físicas o jurídicas cuyo saldo, adquisición o venta de activos y pasivos externos al cierre de un año calendario determinado supere US\$ 1 millón pero no supere los US\$ 10 millones, la declaración jurada anual simplificada es la única documentación exigida.

Las personas físicas o jurídicas para las que el saldo o la adquisición o venta de activos y pasivos externos al final de un año calendario determinado sea inferior a US\$ 1 millón están exentas de la obligación de declarar.

El acceso al Mercado de Cambios para la cancelación de deuda financiera externa y otras operaciones está supeditado al cumplimiento por parte del deudor del Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. Véase "Información adicional—Regulaciones cambiarias—Disposiciones específicas para los ingresos en el Mercado de Cambios—Endeudamientos financieros con el exterior".

Notificación previa de operaciones de cambio

Las entidades autorizadas a operar con moneda extranjera deberán suministrar al BCRA información sobre las operaciones de egreso a través del Mercado de Cambios por montos diarios iguales o superiores al equivalente a US\$ 100.000. Esta información deberá ser suministrada al final de cada día hábil y con 2 días hábiles de anticipación. Los clientes deberán informar a las entidades financieras con antelación, para que éstas puedan cumplir con los requisitos de este régimen de información. En consecuencia, siempre que se cumplan simultáneamente los demás requisitos establecidos en las Regulaciones cambiarias, podrán procesar operaciones de cambio.

Régimen Penal Cambiario

Las Regulaciones cambiarias establecen que las operaciones que no cumplan con las normas cambiarias establecidas por dichas regulaciones estarán sujetas al Régimen Penal Cambiario (Ley N° 19.359 y modificatorias).

Para mayor información sobre las restricciones y regulaciones de control de cambios vigentes, deberá asesorarse con sus asesores legales y leer las normas aplicables mencionadas en este documento, así como sus modificaciones y regulaciones complementarias, que se encuentran disponibles en el sitio web: <http://www.infoleg.gob.ar/>, o en el sitio web del BCRA: <http://www.bkra.gob.ar>, según corresponda. La información contenida en esos sitios web no forma parte de este Prospecto ni se considera incorporada al mismo.

Regulaciones contra el lavado de dinero y financiamiento del terrorismo

La Ley N° 25.246, con sus modificaciones y reglamentaciones periódicas, conocida como la Ley de Prevención de Lavado de Activos (el "Régimen AML-CFT"), tipifica el lavado de dinero como un delito autónomo contra el orden económico y financiero, independiente del delito de encubrimiento, que consiste en un ilícito contra la administración pública, e impone sanciones contra actos de lavado de dinero que no están necesariamente vinculados con la participación en el delito que dio origen a los fondos sujetos a dicho lavado de dinero.

El 15 de marzo de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.739 que introduce modificaciones al Código Penal y reforma el sistema de prevención del lavado de activos, financiación del terrorismo y la proliferación de armas de destrucción masiva. Estas modificaciones, amplían la tipificación penal de lavado de activos, como aquél que ocurre cuando una persona convirtiere, transfiriere, administrare, vendiere, gravare, adquiriere, disimulare o de cualquier otro modo pusiere en circulación en el mercado, bienes u otros activos provenientes de un ilícito penal.

La Unidad de Información Financiera ("UIF") es la autoridad encargada de velar por el cumplimiento del Régimen AML-CFT y se trata de un organismo descentralizado que funciona con autonomía e independencia financiera en la jurisdicción del Ministerio de Economía. La UIF está facultada para recibir y solicitar informes, documentos, antecedentes y cualquier otra información que se considere útil para el cumplimiento de sus funciones a toda entidad pública, ya sea federal, provincial o municipal y de personas físicas o personas jurídicas del sector público o privado, todas las cuales deben proporcionar dicha información con arreglo al Régimen AML-CFT. Cuando la información suministrada o el análisis efectuado por la UIF demuestre la existencia de pruebas suficientes para sospechar que se ha cometido un delito de lavado de dinero o de financiación del terrorismo, la UIF le hará llegar dichas pruebas al Ministerio Público Fiscal para que este instaure el proceso penal correspondiente, y la UIF puede presentarse como querellante en dicho proceso.

El Régimen AML-CFT, de conformidad con las normas internacionales en materia de AML-CFT, no solo designa a la UIF como organismo encargado de prevenir el lavado de dinero y la financiación del terrorismo, sino que también establece ciertas obligaciones para diversas entidades del sector público y privado y personas humanas, que se designan como Sujetos obligados, que tienen la obligación legal de informar y colaborar con la UIF.

En virtud del Decreto N° 360/2016, el gobierno argentino creó el Programa de Coordinación Nacional para el Combate del Lavado de Activos y la Financiación del Terrorismo dentro de la órbita del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. Su objetivo es reestructurar, coordinar y fortalecer el sistema de lucha contra el lavado de dinero y la financiación del terrorismo a nivel nacional a la luz de los riesgos reales que pueden influir sobre el territorio argentino y los requerimientos globales que se deben satisfacer en el marco de las obligaciones y las recomendaciones internacionales de las Naciones Unidas y las normas de la GAFI.

El sistema de declaración voluntaria contemplada por la Ley de Amnistía Fiscal N° 27.260 de Argentina y su Decreto Reglamentario N° 895/16 (en forma conjunta, el "Sistema de Amnistía Fiscal") estableció que la información presentada voluntariamente bajo el Sistema de Amnistía Fiscal se puede utilizar para la investigación y represión de los delitos de lavado de dinero y financiación del terrorismo. A dichos fines, la UIF tiene la capacidad de comunicar información a otros organismos de inteligencia o investigación públicos en función de una resolución anterior del Presidente de la UIF y en tanto y en cuanto existan indicios serios, precisos y concordantes de la comisión de delitos de lavado de dinero y/o financiación del terrorismo. Además, la Agencia de Recaudación y Control Aduanero ("ARCA") (anteriormente, Administración Federal de Ingresos Públicos o "AFIP") sigue estando obligada a informarle a la UIF operaciones sospechosas detectadas dentro del marco del Sistema de Amnistía Fiscal y a brindarle toda la información requerida por la ley, viéndose impedida de invocar el secreto fiscal.

Mediante la Ley N° 27.739 se dispone que la ARCA centralizará, como autoridad de aplicación, en un Registro Público de Beneficiarios Finales, la información adecuada, precisa y actualizada, referida a aquellas personas humanas que revisten el carácter de "beneficiarios finales" (como se define debajo) en los términos definidos en el Régimen AML-CFT. Todas las sociedades, personas jurídicas, u otras entidades contractuales o estructuras jurídicas, constituidas en el país o de origen extranjero que realicen actividades en el país y/o posean bienes y/o activos situados y/o colocados en el país, deberán informar su/s beneficiario/s final/es, a los efectos de su incorporación dicho Registro Público, en los términos y bajo las condiciones que establezca la autoridad de aplicación, en los plazos previstos en la ley y en la normativa reglamentaria, dentro de los 60 días siguientes a la entrada en vigencia de dicha Ley.

La Resolución UIF N° 112/2021 define al "beneficiario final" como persona/s humana/s que posea/n al menos el 10% del capital o derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o cualquier otra estructura jurídica; y/o la/s persona/s humana/s que por otros medios ejerza el control final de la empresa.

La Resolución UIF N° 35/2023 actualiza la normativa respecto de la nómina de personas que deben ser consideradas personas políticamente expuestas en Argentina, considerando las funciones que desempeñan o han desempeñado, así como su relación de cercanía o afinidad con terceros que desempeñen o hayan desempeñado en dichas funciones.

La Resolución UIF N° 78/2023 y sus modificatorias, aplicable a los Sujetos Obligados en el marco del mercado de capitales, fue emitida con el objetivo principal de establecer requisitos mínimos relacionados con la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación del riesgo de lavado de activos y financiación del terrorismo.

Ley N° 27.401 de responsabilidad penal de las personas jurídicas

El 8 de noviembre de 2017, el Congreso de la Nación aprobó la ley que establece el régimen de responsabilidad penal aplicable a las personas jurídicas privadas, con o sin participación estatal ("Ley de Responsabilidad Penal Empresarial"). Esta ley se aplica a las personas jurídicas privadas por los delitos de soborno nacional y transnacional y tráfico de influencias, transacciones incompatibles con el ejercicio de cargos públicos y exacción ilegal cometida por funcionarios públicos, entre otros.

Las personas jurídicas son responsables por los delitos que hubieren sido realizados directa o indirectamente, con su intervención o en su nombre, interés o beneficio. La persona jurídica también es responsable si un tercero, sin capacidad para actuar en su nombre, actuó en su propio beneficio o interés, siempre que la persona jurídica haya ratificado los actos del tercero, incluso implícitamente.

En los casos de transformación, fusión, absorción, escisión o cualquier otra modificación societaria, la responsabilidad de la persona jurídica es transmitida a la persona jurídica resultante o absorbente.

La Ley de Responsabilidad Penal Empresarial establece que la persona jurídica podrá ser condenada aun cuando no haya sido posible identificar o juzgar a la persona humana que hubiere intervenido, siempre que las circunstancias del caso permitan establecer que el delito no podría haberse cometido sin la tolerancia de los órganos de la persona jurídica.

Las penas aplicables a las personas jurídicas incluyen multas, suspensión total o parcial de actividades comerciales de hasta diez años, suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales para la ejecución de obras o servicios públicos, disolución y liquidación de la personería bajo ciertas circunstancias, pérdida o suspensión de beneficios del gobierno, entre otros.

Las penas pueden ser graduadas por jueces que contemplarán el cumplimiento de las normas y procedimientos internos; la cantidad y jerarquía de los funcionarios, empleados y colaboradores involucrados en el delito; la omisión de vigilancia; la extensión del daño causado; la cantidad de dinero involucrado; la disposición para mitigar o reparar el daño y la reincidencia.

La persona jurídica quedará eximida de pena y responsabilidad administrativa, cuando concurran las siguientes circunstancias: (i) hubiere auto informado de un delito en virtud de la ley de responsabilidad penal; (ii) hubiere implementado, previo al evento, un sistema adecuado de control y supervisión adecuado, de acuerdo con los riesgos de actividad, dimensión y capacidad económica, con anterioridad al hecho del proceso (programa de compliance); y (iii) hubiere devuelto el beneficio indebido obtenido.

El Ministerio Público Fiscal y la persona jurídica podrán celebrar un acuerdo de colaboración eficaz por medio del cual ésta se obligue a cooperar a través de la revelación de información o datos precisos, útiles, completos y comprobables para el esclarecimiento de los hechos, la identificación de sus autores o partícipes y/o el recupero del producto o las ganancias provenientes del delito, así como al cumplimiento de las condiciones que se establezcan.

La Ley de Responsabilidad Penal Empresarial establece el contenido deseable de un programa de cumplimiento, estableciendo los requisitos obligatorios para aquellas personas jurídicas que celebren ciertos acuerdos con el gobierno argentino. Los programas de cumplimiento incluirán un conjunto de acciones, mecanismos y procedimientos internos para promover la integridad, la supervisión y el control dirigidos a prevenir, detectar y corregir las irregularidades y actos ilícitos previstos en esta ley.

Acceso a la información pública

Decisión judicial sobre el Acuerdo de Inversión en Proyectos de Chevron - YPF

El 10 de noviembre de 2015, la Corte Suprema de Justicia de la Nación en la demanda formulada por Giustinani, Rubén Héctor contra YPF S.A, nos ordenó proporcionar información sobre el Acuerdo de Inversión en Proyectos ("PIA") que celebramos con Chevron el 16 de julio de 2013, con base en los requisitos del Decreto N° 1.172/03, que regula el acceso a la información considerada pública. El PIA tiene como objetivo desarrollar los recursos de hidrocarburos en Argentina. En cumplimiento de la decisión, se entregó una copia completa de la PIA al tribunal el 22 de septiembre de 2016.

La Compañía había declarado que la PIA se había celebrado en virtud de la LGS y que la confidencialidad de los términos de la misma tenía por objeto salvaguardar la información geológica, comercial y financiera, que era de valor estratégico para ambas partes de la PIA.

La divulgación pública de información confidencial podría colocarnos en una desventaja competitiva en relación con nuestras partes contratantes y socios potenciales. Por esta razón, y dado el valor empresarial, industrial, técnico, económico y financiero, así como la naturaleza de la información solicitada, buscamos todas las vías para preservar su confidencialidad. Hemos declarado ante el tribunal que tenemos la intención de cumplir con los requisitos del decreto mencionado N° 1.172/03, preservando al mismo tiempo nuestro derecho a mantener la confidencialidad de ciertos asuntos industriales, comerciales, financieros y técnicos, según lo dispuesto por dicho decreto.

La entrega de la PIA no implica la renuncia de derechos de la Compañía en el caso de que se requiera que se divulgue cualquier otra información confidencial y / o documentos de la Compañía en el futuro.

El 29 de septiembre de 2016 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.275, para garantizar el derecho de acceso a la información pública. Esta ley prevé una excepción específica para las empresas que están autorizadas a hacer ofertas públicas de sus valores, que es aplicable a YPF.

Carga tributaria

Lo que sigue es un resumen de las principales cuestiones tributarias de Argentina que pueden ser de relevancia en relación con la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables, y no implica una descripción exhaustiva de los aspectos tributarios de Argentina relacionados con una inversión en las Obligaciones Negociables.

Se recomienda a los posibles compradores de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores en materia tributaria acerca de las consecuencias, conforme a las leyes tributarias del país del que son residentes, de invertir en las Obligaciones Negociables, incluyendo, sin limitación, el cobro de intereses y la venta, rescate o cualquier disposición de las Obligaciones Negociables. Argentina tiene celebrados tratados tributarios con diversos países a fin de evitar la doble imposición tributaria sobre la renta y el patrimonio. En caso de que algún inversor a efectos impositivos resida en uno de los países con tratados tributarios, en principio, sus normas serán aplicables antes que la normativa local, excepto que esta última ofrezca tratamiento más favorable que el previsto en el correspondiente tratado tributario.

No obstante que la descripción que sigue se ampara en una interpretación razonable de las normas vigentes, no puede asegurarse que las autoridades de aplicación o los tribunales concuerden con todos y cada uno de los comentarios aquí efectuados.

Impuesto a las ganancias ("IG")

Tratamiento aplicable al pago de intereses y ganancias de capital

Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina

En virtud de la Ley N° 27.541 ("Ley de Solidaridad") se reestablece la exención de los puntos 3 y 4 del Artículo 36 bis de la Ley N° 23.576 ("Ley de Obligaciones Negociables"), motivo por el cual resultan exentos (i) los intereses y (ii) los resultados por venta u otra forma de disposición de las Obligaciones Negociables que cumplan con las condiciones establecidas en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables ("Condiciones del Artículo 36").

De no cumplir con las Condiciones del Artículo 36, los intereses no amparados por la mencionada exención deben tributar el impuesto progresivo según la escala del Artículo 94 de la Ley de Impuesto a las Ganancias ("LIG"), con una alícuota progresiva máxima del 35%.

Por su parte, la ganancia neta de fuente argentina derivada de la venta u otra forma de disposición de las Obligaciones Negociables se encuentra gravada por el IG con una alícuota del 5% (en caso de valores en moneda nacional sin cláusula de ajuste) o del 15% (en caso de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera).

Sin perjuicio de lo anterior se destaca que, conforme a las modificaciones introducidas por el Artículo 1 de la Ley N° 27.638, la exención establecida en el inciso h) del Artículo 26 de la LIG comprende a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en las obligaciones negociables emitidas en moneda nacional destinadas a fomentar la inversión productiva, que establezca el Poder Ejecutivo Nacional, siempre que así lo disponga la norma que las regule, y en la medida en que no resulten comprendidos en el primer párrafo del citado inciso. Por su parte, el Decreto N° 621/2021 brinda una definición respecto de este tipo de instrumentos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo del inciso h) del Artículo 26 de la LIG, el que resultó incorporado en el artículo a continuación del Artículo 80 del Decreto Reglamentario de la LIG ("DR LIG").

Así, en la medida en que no resulten de aplicación las disposiciones del primer párrafo del inciso h) del Artículo 26 de la LIG, los obligaciones negociables emitidas en moneda nacional comprendidas en el segundo párrafo de dicho inciso son aquellas que, de manera concurrente, cumplan los siguientes requisitos: (i) cuando sean colocadas por oferta pública con autorización de la CNV o sean elegibles de acuerdo con la norma que las constituya o cree, o cuando así lo disponga el Poder Ejecutivo Nacional; y (ii) estén destinadas al fomento de la inversión productiva en Argentina (en los términos establecidos por la reglamentación). Al respecto, la Resolución General CNV N° 917/2021 reglamentó la aplicación de estas disposiciones, estableciendo a tal efecto, entre otras cuestiones, a las obligaciones negociables emitidas en moneda nacional comprendidos en las exenciones previstas en la Ley N° 27.638.

Por último, cabe mencionar que, el Artículo 34 de la Ley de Solidaridad dispone que cuando se trate de valores alcanzados por las disposiciones del Artículo 98 de la LIG, no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 26, inciso u) de la LIG, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país quedan exentos por los resultados derivados de su compraventa, cambio, permuta o disposición, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV, sin que resulte de aplicación el Artículo 109 de la LIG, que dispone que las exenciones totales o parciales establecidas o que se establezcan en el futuro por leyes especiales respecto de títulos, letras, bonos, obligaciones y demás valores emitidos por el Estado Nacional, los estados provinciales, los estados municipales o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, no tendrán efecto en el IG para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país (siempre que no estuvieran comprendidos en los incisos d) y e) y en el último párrafo del Artículo 53 de la LIG).

Beneficiarios del exterior

En el caso de personas humanas, sucesiones indivisas y entidades residentes en el exterior a los fines fiscales ("Beneficiarios del Exterior") que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de tales jurisdicciones, se encuentran exentos los intereses en la medida de que las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36.

En el caso de que no se cumplan tales condiciones, resulta aplicable a los Beneficiarios del Exterior la alícuota del 35% sobre la presunción de ganancia neta del 43% o del 100% previstas en el Artículo 104 inciso c) apartados 1 y 2, respectivamente, de la LIG, según la condición que revistan el tomador y el acreedor.

Conforme el Artículo 19 de la LIG cualquier referencia efectuada a "jurisdicciones no cooperantes", deberá entenderse referida a aquellos países o jurisdicciones incluidos en el listado del artículo 24 del DR LIG.

Por otro lado, cuando se trate de Beneficiarios del Exterior no resultarán de aplicación las restricciones del artículo 28 de la LIG ni las del artículo 106 de la Ley N° 11.683, que restringen la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del IG cuando de ello pudiere resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Se encuentran también exentas del IG las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de las Obligaciones Negociables realizadas por los Beneficiarios del Exterior que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de tales jurisdicciones, en virtud de lo dispuesto por el cuarto párrafo del inciso u) del Artículo 26 de la LIG. Asimismo, se encuentran exentos del IG las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de las Obligaciones Negociables no comprendidas en el cuarto párrafo inciso u) del Artículo 26 de la LIG obtenidos por Beneficiarios del Exterior, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV, sin que resulte

de aplicación lo dispuesto en el Artículo 109 de la LIG y siempre que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de tales jurisdicciones. Cuando la enajenación no califique como exenta por estar los Beneficiarios del Exterior radicados en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos provengan de tales jurisdicciones, corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el Artículo 102 de la LIG sobre la base presunta del 90% prevista en el inciso i) del Artículo 104 de la LIG.

La Resolución General AFIP N° 4.227/2018 regula el régimen de retención del IG aplicable a los intereses pagados a Beneficiarios del Exterior en caso de que no resulte aplicable la exención.

Entidades argentinas

Tanto los rendimientos como las ganancias derivadas de cualquier forma de disposición de las Obligaciones Negociables obtenidos por entidades constituidas o inscriptas conforme a las leyes en Argentina, sucursales locales de entidades extranjeras, sociedades unipersonales y personas humanas que llevan adelante determinadas actividades comerciales en Argentina ("Entidades argentinas"), se encuentran sujetos a una escala de alícuotas progresivas que oscilan entre el 25% y el 35% en función de la ganancia neta imponible acumulada del contribuyente, montos que resultan ajustados anualmente por el IPC. En este marco, las escalas progresivas aplicables para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2024 son las siguientes: (i) ganancia neta imponible acumulada de hasta \$ 34.703.523,08, aplicará la alícuota del 25%; (ii) ganancia neta imponible acumulada superior a \$ 34.703.523,08 hasta \$ 347.035.230,79, se abonará \$ 8.675.880,77 más 30% sobre el excedente de \$ 34.703.523,08; y (iii) ganancia neta imponible acumulada superior a \$ 347.035.230,79, se abonará \$ 102.375.393,08,16 más 35% sobre el excedente de \$ 347.035.230,79.

Adicionalmente, se establece una retención del 7% aplicable a cualquier distribución de dividendos o utilidades provenientes de ganancias originadas a partir del 1 de enero de 2018 que efectúen Entidades argentinas a personas humanas residentes en el país y Beneficiarios del Exterior.

Impuesto al valor agregado ("IVA")

Los pagos de intereses realizados respecto de las Obligaciones Negociables estarán exentos de IVA en la medida en que las Obligaciones Negociables sean emitidas en una oferta pública autorizada por la CNV. Asimismo, en tanto las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36, cualquier beneficio relativo a la oferta, suscripción, suscripción en firma, transferencia, autorización o cancelación de las Obligaciones Negociables estará exenta de IVA en Argentina.

De acuerdo con la Ley N° 23.349 ("Ley de IVA"), la transferencia de las Obligaciones Negociables está exenta de IVA aún si no se cumplen las Condiciones del Artículo 36.

Impuesto sobre los bienes personales ("IBP")

Las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en Argentina se encuentran obligadas al pago del IBP respecto de ciertos activos, tales como las Obligaciones Negociables de las que fueran titulares al 31 de diciembre de cada año, cuando su valor en conjunto exceda el mínimo no imponible, establecido para el período fiscal 2024 en \$ 292.994.964,89, monto ajustable anualmente por la variación del IPC correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior. Las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior sólo tributan este gravamen por la totalidad de sus bienes situados en el país, sin aplicar el mínimo no imponible.

Por medio de la Ley N° 27.638, las Obligaciones Negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con las Condiciones del Artículo 36 quedan exentas del IBP. En el caso de no aplicarse la exención, el IBP se calculará aplicando la alícuota correspondiente sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables (en caso de que listen en bolsa) o sobre el costo de adquisición más intereses y diferencias de cambio devengados e impagos (en caso de que no listen en bolsa).

Para contribuyentes residentes en el país, el impuesto se determina sobre el valor total de los bienes gravados por el IBP, excluidas las acciones y participaciones societarias, con alícuotas progresivas, aplicables al período fiscal 2024, de entre el 0,50% y el 1,25%. Las mencionadas alícuotas progresivas serán modificadas y variarán de la siguiente manera: (i) entre el 0,50% y el 1,00% para el período fiscal 2025; (ii) entre el 0,50% y el 0,75% para el período fiscal 2026; y (iii) 0,25% a partir del período fiscal 2027, en adelante.

Las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior, por los bienes situados en el país, estarán sujetas a la alícuota del 0,50%.

Si bien las Obligaciones Negociables de personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior están técnicamente sujetas al IBP, ni el Título VI de la Ley N° 23.966 ("Ley del IBP") ni su Decreto Reglamentario han establecido procedimiento alguno para la recaudación de dicho impuesto cuando la propiedad se ejerce en forma directa por tales personas humanas o sucesiones indivisas. El régimen del "obligado sustituto" establecido por el primer párrafo del artículo 26 (sujeto local domiciliado o radicado en el país que tenga la disposición, tenencia, custodia o depósito de las obligaciones negociables) no es aplicable a la tenencia de obligaciones negociables (tercer párrafo del Artículo 26 de la Ley del IBP).

Asimismo, la Ley del IBP establece una presunción legal que no admite prueba en contrario, mediante la cual los títulos valores, emitidos por emisores privados argentinos sobre los que tengan titularidad directa una sociedad, cualquier otro tipo de persona de existencia ideal, empresas, establecimientos estables, patrimonios de afectación o explotaciones, domiciliados o, en su caso, radicados o ubicados en el exterior que: (i) estén ubicadas en un país que no exige que las acciones o títulos valores privados sean nominativos; y (ii) de conformidad con su naturaleza o estatuto tengan como objeto principal invertir fuera de su país de constitución y/o no puedan realizar determinadas actividades en su propio país o no puedan realizar ciertas inversiones permitidas de conformidad con las leyes de ese país, se considerarán propiedad de personas humanas o sucesiones indivisas residentes en el país; por lo tanto, los títulos valores estarán sujetos al IBP.

En esos casos, la Ley de IBP impone la obligación de abonar el IBP para el emisor privado argentino, como obligado sustituto, la alícuota del 1%; autorizándolo a recuperar el monto pagado, sin limitación alguna, mediante retención o ejecución de los activos que dieron lugar al pago. El Decreto N° 127/1996 así como la Resolución General AFIP N° 2.151/2006 establecen que el obligado sustituto y, por tanto, el obligado al ingreso del IBP será la entidad emisora de los títulos valores.

Esta presunción legal no se aplica a las siguientes sociedades extranjeras que tengan la titularidad directa de los títulos valores: (i) compañías de seguros; (ii) fondos de inversión abiertos; (iii) fondos de retiro; y (iv) bancos o entidades financieras cuya casa matriz se encuentre ubicada en un país cuyo banco central o autoridad equivalente haya adoptado las normas internacionales de supervisión bancaria establecidas por el Comité de Basilea.

Por otra parte, el Decreto N° 127/1996, establece que dicha presunción legal no resultará aplicable a acciones y títulos de deuda privados cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en mercados de valores del país o del exterior, como es el caso de las Obligaciones Negociables. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplicará y, por lo tanto, que el emisor privado argentino no deberá actuar como obligado sustituto, la Sociedad mantendrá en sus registros una copia debidamente certificada de la resolución de la CNV por la que se autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y de la prueba que ese certificado se encontraba vigente al 31 de diciembre del ejercicio en que se produjo el pasivo impositivo, según lo establecido por la Resolución General AFIP N° 2.151/2006. En caso de que el fisco argentino considere que no se cuenta con la documentación que acredita (i) la autorización de la CNV y (ii) la negociación de las Obligaciones Negociables en mercados de valores del país o del exterior, la Sociedad será responsable del ingreso del IBP.

Impuesto a los débitos y créditos en cuenta corriente ("IDC")

En caso de que los inversores utilicen cuentas bancarias radicadas en entidades financieras locales en relación con las Obligaciones Negociables, los débitos y créditos originados en esas cuentas podrían estar alcanzados por el IDC. La alícuota general del IDC es del 0,6%, aunque existen alícuotas reducidas del 0,075% así como alícuotas incrementadas del 1,2%.

Respecto de los débitos y créditos efectuados en cuentas bancarias radicadas en entidades financieras locales, la Ley N° 27.541, establece que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en dichas cuentas están sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso. Lo mencionado anteriormente, no resultará de aplicación a las cuentas bancarias cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de micro y pequeñas empresas.

En general, las entidades financieras involucradas actúan como agentes de percepción y liquidación del IDC.

El Decreto N° 409/2018 estableció que el 33% de las sumas abonadas en concepto del IDC por los hechos imponible sujetos a la tasa general del 0,6% y los gravados a la alícuota del 1,2%, se computarán como pago a cuenta del IG o de la contribución especial sobre el capital de las cooperativas. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del IG. En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo como pago a cuenta del IG y/o de la contribución especial sobre el capital de las cooperativas será del 20%. En el caso de micro, pequeñas y medianas empresas registradas como tales de acuerdo con lo dispuesto en la legislación argentina, el porcentaje de pago a cuenta del IG puede ser mayor, según sea el caso. Así, la Ley N° 27.264 estableció que el IDC que hubiese sido efectivamente ingresado, podrá ser computado en un 100% como pago a cuenta del IG por las empresas que sean consideradas micro y pequeñas empresas y en un 60% por las industrias manufactureras consideradas "Medianas - Tramo 1" en los términos del artículo 1 de la Ley N° 25.300 y sus normas complementarias.

Adicionalmente, el Decreto N° 394/2023 dispuso que, a partir del 31 de julio de 2023, las micro empresas podrán computar hasta un 30% del IDC efectivamente ingresado como pago a cuenta de hasta el 15% de las contribuciones patronales previstas en el artículo 19 de la Ley de Solidaridad Social que se destinen al Sistema Integrado Previsional Argentino ("SIPA").

Existen algunas exenciones del IDC relativas al titular y el destino de las cuentas bancarias. Así, por ejemplo, se encuentran exentos del IDC los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales establecidas en la Comunicación "A" 3.250 del BCRA, cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país (artículo 10, inciso (s) del anexo al Decreto N° 380/2001).

Mediante la Ley N° 27.702, se prorrogó la aplicación del IDC hasta el 31 de diciembre de 2027. En el caso de tenedores de las Obligaciones Negociables, los pagos que reciban en cuentas bancarias abiertas en entidades financieras regidas por la Ley N° 21.526 podrían estar sujetos al IDC.

Impuesto sobre los ingresos brutos ("ISIB")

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presuma que desarrollan dichas actividades en cualquier jurisdicción en la que obtengan ingresos por intereses derivados de la tenencia de las Obligaciones Negociables, o de su venta o transferencia, podrían estar sujetos al ISIB a alícuotas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina, salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

Algunas jurisdicciones locales, como la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires, establecen que los ingresos resultantes de cualquier operación relativa a las Obligaciones Negociables están exentos del ISIB en la medida que hayan sido emitidas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables, y mientras resulte de aplicación la exención del IG. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes de bolsa y todo tipo de intermediarios en relación con tales operaciones.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales han establecido regímenes de recaudación del ISIB que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en cuentas bancarias radicadas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas. Estos regímenes se aplican a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente el fisco de cada jurisdicción. Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos provinciales con un rango que puede llegar, en general, al 5%. Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del ISIB para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Impuesto de sellos ("IS")

El IS grava la instrumentación de actos y contratos de carácter oneroso, que se otorguen en el territorio de cada provincia y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o la de aquellos que, siendo instrumentados en una de las mencionadas jurisdicciones o en el exterior, produzcan efectos en el territorio de otra jurisdicción.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires, están exentos del IS todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen dicha emisión, sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

También se encuentran exentos del IS en dichas jurisdicciones los instrumentos, actos y operaciones vinculados con la emisión de títulos valores mobiliarios representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por parte de las sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención ampara también a las garantías vinculadas con dichas emisiones. Sin embargo, la exención queda sin efecto si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los títulos valores no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión de la autorización solicitada.

Adicionalmente, los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de los títulos valores autorizados para su oferta pública por la CNV están exentos del IS en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires. Esta exención también queda sin efecto de darse la circunstancia señalada en el párrafo anterior.

Impuesto a la transferencia gratuita de bienes ("ITGB")

El ITGB se aplica al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluidos herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia o cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.

La transmisión gratuita de bienes a herederos, legatarios o donatarios se encuentra gravada en la Provincia de Buenos Aires, no así en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Son contribuyentes las personas humanas y jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes. Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae sobre el monto total del enriquecimiento a título gratuito, con respecto a bienes ubicados tanto en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. Para los contribuyentes domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae únicamente sobre el monto del enriquecimiento a título gratuito originado por la transmisión de los bienes ubicados en la Provincia de Buenos Aires.

Respecto del período fiscal 2024, las transmisiones gratuitas de bienes se encuentran exentas de este impuesto cuando su monto total, sin incluir deducciones, exenciones y exclusiones, es igual o inferior a \$ 2.038.752, o \$ 8.488.486 en el caso de padres, hijos y cónyuges.

Las alícuotas aplicables varían entre el 1,60% y 9,513% más el pago de una suma fija, atendiendo al grado de parentesco y el monto de la base imponible involucrada. Las Obligaciones Negociables, en tanto queden involucradas en una transmisión gratuita de bienes, podrían quedar afectados por el ITGB en la Provincia de Buenos Aires.

Respecto de la existencia del ITGB en las demás jurisdicciones provinciales, el análisis debería realizarse tomando en consideración la legislación aplicable en cada provincia argentina.

Tasa de justicia

En caso de que sea necesario instituir procedimientos judiciales de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables en Argentina, se impondrá una tasa de justicia (generalmente a una alícuota del 3% y/o del 1,5% en el caso de juicios sucesorios, entre otros) sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales de Argentina o aquellos con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Oferta pública y exenciones impositivas

La Ley de Obligaciones Negociables establece que para hacer efectivo el tratamiento tributario preferencial previsto en dicha ley, las obligaciones negociables deben ser colocadas por oferta pública. En este sentido, la CNV estableció las pautas mínimas para el proceso de colocación primaria de valores negociables.

Las principales pautas mínimas para la colocación primaria de valores negociables son los siguientes: la publicación del prospecto en su versión definitiva, y toda otra documentación complementaria exigida por la CNV para el tipo de valores negociables que se trate, con anterioridad a la fecha de inicio de los mecanismos de colocación (formación de libro o subasta o licitación pública), informando como mínimo: (i) tipo de instrumento; (ii) monto o cantidad ofertada indicando si se trata de un importe fijo o rango con mínimo y máximo; (iii) unidad mínima de negociación del instrumento; precio (especificando si se trata de un valor fijo o un rango con mínimo y máximo) y múltiplos; (iv) plazo o vencimiento; (v) amortización; (vi) forma de negociación; (vii) comisión de negociación primaria; (viii) detalles sobre las fechas y horarios de la subasta o licitación; (ix) definición de las variables, que podrán incluir, por competencia de precio, tasa de interés, rendimiento u otra variable, y la forma de prorrateo de las ofertas, si fuera necesario; (x) todos los agentes de negociación y los agentes de liquidación y compensación registrados podrán acceder al sistema para ingresar ofertas; (xi) la licitación pública podrá ser, a elección del emisor, ciega ("ofertas selladas") en las que ningún participante, incluidos los colocadores, tendrán acceso a las ofertas presentadas hasta después de finalizado el período de subasta, o abierta, de ofertas conocidas a medida que van ingresando por intermedio del mismo sistema de licitación; (xii) vencido el plazo de recepción de ofertas, no podrán modificarse las ofertas ingresadas ni podrán ingresarse nuevas; (xiii) las publicaciones del prospecto y la documentación complementaria deberán efectuarse por medio de la Autopista de Información Financiera, por medio de la página web institucional de los mercados en funcionamiento y de la página web institucional del emisor.

Las emisoras deben preparar el prospecto describiendo detalladamente los esfuerzos de colocación a ser efectuados y acreditando, en caso de serle requerido por autoridad competente, la realización de esa actividad. Las Obligaciones Negociables no serán consideradas exentas de impuestos simplemente por la autorización de la CNV de una oferta pública.

La oferta pública puede ser suscripta conforme a un contrato de colocación ("contrato de underwriting"). En tal caso, resulta válida a los fines de considerar cumplimentado el requisito de oferta pública, si el agente colocador realizó los esfuerzos de colocación conforme lo indicado en el artículo 3 del Capítulo IV del Título VI de las normas de la CNV.

Convenios para evitar la doble imposición internacional

Argentina posee convenios para evitar la doble imposición con varios países: Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, China, Dinamarca, Emiratos Árabes Unidos, España, Finlandia, Francia, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Qatar, Reino Unido, Suecia, Suiza, Turquía y Uruguay. Los convenios firmados con Japón, Luxemburgo y Austria no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto. Actualmente no existe en vigencia ningún convenio para evitar la doble imposición tributaria internacional entre Argentina y Estados Unidos.

Restricción respecto de las "jurisdicciones no cooperantes" y de las "jurisdicciones de baja o nula tributación"

Conforme el artículo 20 de la LIG, la referencia efectuada a "jurisdicciones de baja o nula tributación", deberá entenderse referida a aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al 60% de la alícuota mínima contemplada en la escala del primer párrafo del inciso a) del artículo 73 de la LIG.

El DR LIG dispone que a los fines de determinar el nivel de imposición mencionado en el párrafo anterior deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido y que se entenderá por "régimen tributario especial" a toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta empresaria vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

Conforme con lo dispuesto en el segundo artículo a continuación del artículo 18 de la Ley N° 11.683 de Procedimiento Tributario, cuando se trate de ingresos de fondos provenientes de "jurisdicciones de baja o nula tributación" a los que alude el Artículo 20 de la LIG, cualquiera sea su naturaleza, concepto o tipo de operación de que se trate, se considerará que tales fondos constituyen incrementos patrimoniales no justificados para el tomador o receptor local.

Los incrementos patrimoniales no justificados a que se refiere el párrafo anterior, con más un 10% en concepto de renta dispuesta o consumida en gastos no deducibles, representan ganancias netas del ejercicio en que se produzcan, a los efectos de la determinación del IG y, en su caso, base para estimar las operaciones gravadas omitidas del respectivo ejercicio comercial en el IVA e impuestos internos.

No obstante, ARCA considerará como justificados aquellos ingresos de fondos a cuyo respecto el interesado pruebe fehacientemente que se originaron en actividades efectivamente realizadas por el contribuyente o por terceros en jurisdicciones de baja o nula tributación o que provienen de colocaciones de fondos oportunamente declarados.

Por su parte, el artículo 19 de la LIG define a las “jurisdicciones no cooperantes” como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Además, establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de las “jurisdicciones no cooperantes” con base en el criterio antes descripto, el que ha sido establecido en el artículo 24 del DR LIG. Además, dicho artículo establece que ARCA deberá informar al Ministerio de Hacienda (actual Ministerio de Economía) cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

Ni el Prospecto ni el Suplemento de Prospecto respectivo constituirán una oferta de venta, y/o una invitación a formular ofertas de compra de las Obligaciones Negociables: (i) en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes; (ii) para aquella/s persona/s o entidad/es con domicilio, constituida/s o residente/s de un país considerado como de “baja o nula tributación”, o para aquella/s persona/s o entidad/es que, a efectos de la adquisición de las Obligaciones Negociables, utilice una cuenta bancaria radicada en un país considerado como de “baja o nula tributación”. El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier país en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera y/o distribuyera el Prospecto y el Suplemento de Prospecto respectivo y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier país a las que se encontraran sujetos y/o en los que realizaran dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni nosotros ni los colocadores que sean designados por la Sociedad, tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes. El inversor deberá asumir que la información que consta en este Prospecto es exacta a la fecha de la portada del presente, y no así a ninguna otra fecha.

El resumen anterior no tiene por objeto constituir un análisis completo de todas las consecuencias tributarias relacionadas con la tenencia o disposición de las Obligaciones Negociables. Se aconseja a los tenedores y posibles compradores consultar con sus respectivos asesores en materia tributaria acerca de las consecuencias tributarias en cada caso particular.

Para otras regulaciones tributarias véase Nota 36.f) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Exigibilidad de responsabilidad civil

Estamos constituidos según las leyes de Argentina. Casi la totalidad de nuestros activos se encuentran situados fuera de Estados Unidos. La mayoría de los Directores y todos nuestros funcionarios y algunos asesores aquí designados residen en Argentina o en algún otro sitio fuera de Estados Unidos. Por lo tanto, es posible que los inversores no nos puedan realizar el traslado de notificaciones procesales dentro de Estados Unidos o a dichas personas o ejecutar en nuestra contra o en contra de tales personas en tribunales de Estados Unidos sentencias fundadas en disposiciones sobre responsabilidad civil de las leyes de títulos valores federales de Estados Unidos.

En los términos y condiciones de las obligaciones negociables, (i) acordaremos que los tribunales del Estado de Nueva York y los tribunales federales de Estados Unidos, en cada caso con asiento en el Distrito de Manhattan, Estado de Nueva York, tendrán competencia no exclusiva para tramitar y dirimir cualquier juicio, acción o procedimiento y resolver controversias que puedan surgir de las obligaciones negociables o en relación con ellas y, a tales fines, irrevocablemente nos sometemos a la competencia de dichos tribunales y (ii) designaremos un agente para el traslado de notificaciones en el Distrito de Manhattan, Estado de Nueva York.

Hemos sido informados por nuestros asesores legales en Argentina en relación con las obligaciones negociables, estudio Bruchou & Funes de Rioja, que parte sustancial de nuestros activos ubicados en Argentina podría no ser pasible de embargo o ejecución si un juez determinara que tales bienes son necesarios para la prestación de un servicio público esencial, salvo que el gobierno argentino apruebe la liberación de dichos activos por otra vía. De acuerdo con la ley argentina, según interpretan los tribunales argentinos, los activos que sean necesarios para la prestación de un servicio público esencial no podrán ser embargados, ni con embargo preventivo ni ejecutivo.

Nuestros asesores legales en Argentina también nos han informado que se podrán ejecutar en Argentina sentencias dictadas en tribunales de Estados Unidos por responsabilidad civil basadas en leyes de títulos valores federales de Estados Unidos, si se cumplen los requisitos del artículo 517 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación (si la ejecución se procurara ante juzgados nacionales), a saber: (i) que la sentencia, con autoridad de cosa juzgada en la jurisdicción en la que se pronunció, emanara de un tribunal competente según la ley argentina de jurisdicción internacional y fuera consecuencia del ejercicio de una acción personal o de una acción in rem respecto de bienes muebles que hubieran sido transferidos a territorio argentino durante o luego del trámite de la acción extranjera; (ii) que la demandada contra quien se procure la ejecución de la sentencia hubiera sido notificada en persona con la cédula y, de acuerdo con el debido proceso legal, hubiera tenido oportunidad de presentar su defensa contra la acción extranjera; (iii) la sentencia debe ser válida en la jurisdicción donde es dictada y su autenticidad debe ser establecida de acuerdo con los requisitos de la ley argentina; (iv) que la sentencia no viole los principios de orden público de la ley argentina; y (v) que la sentencia no sea contraria a una sentencia previa o simultánea de un tribunal argentino.

Sujeto al cumplimiento del mencionado artículo 517 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación que se describe anteriormente, una sentencia en contra nuestra o de las personas descriptas anteriormente dictada fuera de Argentina sería exigible en Argentina sin reconsideración del derecho sustantivo que corresponde a las partes del juicio.

También hemos sido informados por nuestros asesores legales en Argentina que podrán entablarse en tribunales argentinos acciones en primera instancia fundadas en las leyes de títulos valores federales de Estados Unidos, y que, sujeto a la ley aplicable, los tribunales argentinos podrán exigir el cumplimiento de obligaciones en dichas acciones contra nosotros, nuestros directores, funcionarios ejecutivos y los asesores designados en este Prospecto; y la posibilidad de un acreedor cuyo crédito ha sido reconocido judicialmente o de otras personas nombradas precedentemente de satisfacer una sentencia embargando ciertos de nuestros activos está limitada por las disposiciones de la ley argentina.

Una parte actora (sea argentina o extranjera) residente fuera de Argentina durante la tramitación de un juicio en Argentina debe prestar caución en garantía de las costas judiciales y honorarios legales si la parte actora no tuviera inmuebles en Argentina que pudieran garantizar dicho pago. La caución debe tener un valor suficiente para satisfacer el pago de costas judiciales y honorarios de los apoderados de la demandada, según regule el juez argentino. Este requisito no se aplica a la ejecución de sentencias extranjeras.

Acontecimientos recientes

Desde el 31 de diciembre de 2024, no ha habido acontecimientos recientes salvo por lo indicado en la Nota 40 a los Estados Financieros Consolidados Auditados y "Antecedentes financieros—Cambios significativos". A la fecha de este Prospecto, no se han producido cambios significativos en la Sociedad desde la fecha de emisión de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Cuestiones legales

El estudio Bruchou & Funes de Rioja nos asesora respecto a ciertas cuestiones legales que se rigen por el derecho argentino, con domicilio en Ing. Enrique Butty 275, Piso 12, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

Documentos a disposición

Los Estados Financieros Consolidados Auditados de la Compañía para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 se encuentran publicados en el ítem "Información Financiera" de la página web de la CNV (www.cnv.gob.ar) (<https://www.argentina.gob.ar/cnv>) bajo el número de ID N° 3328072 y en el sitio web www.ypf.com.

Podrán solicitarse copias de este Prospecto y de los estados financieros de la Emisora referidos en aquél, y de cualquier otro documento relativo a las Obligaciones Negociables, en días hábiles en el horario de 10 a 18 horas al correo electrónico inversoresypf@ypf.com a retirar en la siguiente dirección: Macacha Güemes 515, C1106BKK, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, (5411) 5441-3085. Asimismo, el Prospecto estará disponible en la página web de la CNV (<http://www.argentina.gob.ar/cnv>), en el ítem "Emisiones-Obligaciones negociables", en el sitio web institucional de la Compañía www.ypf.com y en los sitios web de los mercados en los que eventualmente listen y/o se negocien las Obligaciones Negociables.

Legislación sobre Inversión Extranjera

De conformidad con la Ley N° 21.832 de Inversiones Extranjeras de Argentina, y sus modificatorias, y sus reglamentaciones (denominados conjuntamente, la "Legislación de Inversión Extranjera"), la compra de acciones de una sociedad argentina por una persona física o jurídica domiciliada en el extranjero o por una sociedad argentina de "capital extranjero" (según se define en la Legislación de Inversión Extranjera) constituye inversión extranjera.

Actualmente, la inversión extranjera, distinta de la radiodifusión, la adquisición de tierras ubicadas en zonas fronterizas (y otras áreas de seguridad) de conformidad con el Decreto Ley N° 15.385/1944 (modificada y complementada) no está restringida, y no se requiere aprobación previa para realizar inversiones extranjeras.

De acuerdo a la Ley N° 26.737 de régimen de protección de tierras rurales, la inversión extranjera en tierras rurales se encuentra inicialmente restringida. Sin embargo, esta restricción fue derogada mediante el DNU N° 70/2023, de conformidad con el artículo 99, inciso 3 de la Constitución Nacional, que derogó la Ley N° 26.737 (para más información sobre el Decreto No. 70/2023 véase Nota 36.i) a los Estados Financieros Consolidados Auditados). Sin embargo, existe un amparo presentado por el Centro Ex Combatientes Islas Malvinas que ha cuestionado la constitucionalidad del Decreto N° 70/2023 relativo a la derogación de la Ley N° 26.737. En este reclamo, se dictó sentencia de Segunda Instancia a favor del amparo, declarando la inconstitucionalidad de la norma impugnada. Esta declaración de inconstitucionalidad no se encuentra firme ni ejecutoriada en las condiciones actuales, ya que la Cámara de Apelaciones hizo lugar al Recurso Extraordinario Federal interpuesto por el Estado Nacional ante la CSJN, lo que suspende los efectos del fallo de la Cámara de Apelaciones. Sin embargo, una medida cautelar obtenida por los demandantes antes del fallo sigue vigente hasta que se dicte la sentencia definitiva (sobre la cual la CSJN aún no se ha pronunciado). Por lo tanto, puede sostenerse que la aplicabilidad del decreto relativo a la Ley N° 26.737 actualmente no tiene efecto y no puede considerarse derogado.

INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA

La siguiente documentación se considerará incorporada por referencia y parte de este Prospecto conforme el artículo 79 de la Sección VIII del Capítulo V del Título II de las normas de la CNV:

- Los Estados Financieros Consolidados Auditados de la Compañía para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 disponibles en la página web de la CNV, ítem “Información Financiera”, bajo los IDs 3328072, 3163496 y 3014061, respectivamente.
- Todas las adendas o suplementos a este Prospecto que sean preparadas oportunamente por la Emisora.
- Con respecto a una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables en particular, el respectivo Suplemento de Prospecto preparado en relación con dicha Clase y/o Serie.
- Todo otro documento a ser incorporado por referencia en cualquier Suplemento de Prospecto.

A los efectos de este Prospecto, cualquier declaración contenida en este Prospecto o en cualquier documento incorporado en este Prospecto por referencia, se verá modificada o reemplazada por aquellas declaraciones incluidas en cualquier documento posterior incorporado en este Prospecto por referencia, en la medida en que así la modifique o reemplace.

A solicitud escrita a inversoresypf@ypf.com de cualquier persona que hubiera recibido un ejemplar de este Prospecto, se facilitarán sin cargo copias de todos los documentos incorporados por referencia en este Prospecto.

Asimismo, la documentación incorporada por referencia se encontrará disponible en el sitio web institucional de la Emisora (www.ypf.com).

EMISOR

YPF S.A.
Macacha Güemes 515,
C1106BKK, Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ASESORES LEGALES DEL EMISOR

Bruchou & Funes de Rioja
Ing. Enrique Butty 275, Piso 12,
C1001AFA, Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

AUDITORES DEL EMISOR

Deloitte & Co. S.A.
Carlos M. Della Paolera 261, Piso 4
C1001ADA, Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina



Federico Barroetaveña
CFO – Funcionario delegado