

PROSPECTO DE EMISOR FRECUENTE



YPF SOCIEDAD ANÓNIMA
(constituida 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 general: (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 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 Comisión Nacional de Valores ("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 Comisión Nacional de Valores y Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2023-9-APN-GE#CNV de fecha 4 de abril de 2023. 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. Mediante Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2024-1-APN-GE#CNV de fecha 4 de enero de 2024 se resolvió el aumento del monto bajo el Régimen de Emisor Frecuente por hasta US\$ 700.000.000, de los cuales la Sociedad cuenta con un monto disponible (pendiente de emisión) respecto de esta ratificación de US\$ 409.095.003 (o su equivalente en otras monedas o unidades monetarias, de medida o de valor). 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-2024-21-APN-GE#CNV, de fecha 17 de abril de 2024, con un monto disponible a emitir de US\$ 409.095.003 (o su equivalente en otras monedas o unidades de 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 el presente 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 el presente 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 cuenta con una calificación de emisora en moneda local a largo plazo AA-ar y con calificación de emisora en moneda extranjera a largo plazo A-ar, según el informe de fecha 16 de diciembre de 2021 de la calificadora de riesgos Moody's Local AR Agente de Calificación de Riesgo S.A., el cual se encuentra disponible en el sitio web www.moodylocal.com/country/ar/ratings/corp.

La inversión en obligaciones negociables implica riesgos significativos. Para más información, véase "Factores de riesgo" en el presente 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.

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 25 de abril de 2024



Federico Barroetaveña

Chief Financial Officer ("CFO") - Funcionario delegado

ÍNDICE

AVISO A LOS INVERSORES	4
INTRODUCCIÓN	6
INFORMACIÓN DE LA EMISORA.....	8
FACTORES DE RIESGO	48
POLÍTICAS DE LA EMISORA	63
INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES, GERENCIA DE LA PRIMERA LÍNEA, MIEMBROS DEL ORGANO DE FISCALIZACIÓN, MIEMBROS DEL COMITÉ DE AUDITORÍA Y ASESORES	79
ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	106
ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA	107
ANTECEDENTES FINANCIEROS.....	108
INFORMACIÓN DEL MERCADO	131
INFORMACIÓN ADICIONAL	133
INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA	165

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"). En el presente Prospecto, las referencias a "YPF", "la Compañía", "la Sociedad", "la Emisora", "nosotros" y "nuestro" equivalen a YPF Sociedad Anónima y a sus sociedades controladas, 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 el presente 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.

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, incurrirémos 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 del presente 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 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 el presente 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 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 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\$ 2.734.115.651 o su equivalente en otras monedas o unidades monetarias, de medida o de 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. Mediante Acta de Representante Legal de fecha 27 de diciembre de 2023, ratificado por Directorio de fecha 26 de enero de 2024 se aprobó el aumento del monto bajo el Régimen de Emisor Frecuente por hasta US\$ 700.000.000, teniéndose en cuenta que la Sociedad cuenta con un monto disponible (pendiente de emisión) respecto de esta ratificación de US\$ 409.095.003. La actualización del Prospecto de Emisor Frecuente, la ratificación de la condición de emisor frecuente de la Sociedad por hasta la suma de US\$ 2.734.115.651 o su equivalente en otras monedas o unidades monetarias o aquel monto menor que definen 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 2024. Mediante acta de funcionario delegado de fecha 26 de marzo de 2024 se aprobó ratificar la condición de Emisor

Frecuente por hasta la suma de US\$ 409.095.003 o su equivalente en otras monedas o unidades monetarias, de medida o de 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

El presente 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 del presente. 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 su sigla 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 del presente.

Información disponible

El presente 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) 5441-1215. Presentamos estados financieros y demás informes en forma periódica a la CNV, sita en 25 de Mayo 175, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Se podrán consultar los estados financieros de la Compañía, incluidos por referencia al presente Prospecto, así como también el presente 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 del presente Prospecto y los estados financieros que lo integran en la dirección indicada en el párrafo anterior.

Manifestaciones sobre el futuro

El presente Prospecto, inclusive 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 operaciones, negocio, estrategia, concentración geográfica, reservas, 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 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 operaciones, negocio, estrategia, concentración geográfica, volumen de producción y reservas de petróleo y gas, como también nuestros gastos e inversiones 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 crudo y sus derivados, la capacidad para realizar reducciones de costos y el logro de la eficiencia operativa y sin interrumpir indebidamente las operaciones del negocio, el reemplazo de reservas de hidrocarburos, 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 la Argentina, como así también los factores que se describen en el Prospecto de YPF y sus afiliadas, 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 modo que sigue: (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
"boe"	Barriles de petróleo equivalente
"boe/d"	Barriles de petróleo equivalente por día
"GLP"	Gas licuado de petróleo
"GNL"	Gas natural licuado
"GWh"	Gigawatt hora
"HP"	Caballos de potencia (Horsepower)
"kg"	Kilogramo
"km"	Kilómetro
"km ² "	Kilómetro cuadrado
"Líquidos"	Petróleo, condensados y líquidos de gas natural
"M"	Millones
"m ³ "	Metro cúbico
"m ³ /d"	Metro cúbico por día
"mdbl"	Miles de barriles
"mdbl/d"	Miles de barriles por día
"Mdbl"	Millones de barriles
"Mdbl/d"	Millones de barriles por día
"mboe"	Miles de barriles de petróleo equivalentes
"mboe/d"	Miles de barriles de petróleo equivalentes por día
"Mboe"	Millones de barriles de petróleo equivalentes
"Mboe/d"	Millones de barriles de petróleo equivalentes por día
"MBtu"	Millón de unidades térmicas británicas (British thermal units)
"mm ³ "	Miles de metros cúbicos
"mm ³ /d"	Miles de metros cúbicos por día
"Mm ³ "	Millón de metros cúbicos
"Mm ³ /d"	Millón de metros cúbicos por día
"mMm ³ "	Miles de millones de metros cúbicos
"mMm ³ /d"	Miles de millones de metros cúbicos por día
"mMpc"	Miles de millones de pies cúbicos
"mMpc/d"	Miles de millones de pies cúbicos por día
"mpc"	Miles de pies cúbicos
"mpc/d"	Miles de pies cúbicos por día
"Mpc"	Millones de pies cúbicos
"Mpc/d"	Millones de pies cúbicos por día
"mtn"	Mil toneladas
"mts"	Metros
"MW"	Megawatts
"psi"	Libra por pulgada cuadrada
"tn/d"	Toneladas por día

INFORMACIÓN DE LA EMISORA

La Sociedad

YPF Sociedad Anónima (CUIT N° 30-54668997-9) es una sociedad anónima constituida según las leyes de la República Argentina, siendo su domicilio legal Macacha Güemes 515, C1106BKK, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. La Sociedad opera bajo las leyes de la República Argentina, con 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 finalización de su Contrato Social el 15 de junio de 2093.

La Sociedad tendrá por objeto llevar a cabo por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, el estudio, la exploración y la explotación de 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 y combustibles de origen no fósil, biocombustibles y sus componentes, así como la generación de energía eléctrica a partir de hidrocarburos, a cuyo efecto podrá elaborarlos, utilizarlos, comprarlos, venderlos, permutarlos, importarlos o exportarlos, así como también tendrá por objeto prestar, por sí, a través de una sociedad controlada, o asociada a terceros, servicios de telecomunicaciones en todas las formas y modalidades autorizadas por la legislación vigente y previa solicitud de las licencias respectivas en los casos que así lo disponga el marco regulatorio aplicable, así como también la producción, industrialización, procesamiento, comercialización, servicios de acondicionamiento, transporte y acopio de granos y sus derivados, así como también realizar cualquier otra actuación complementaria de su actividad industrial y comercial o que resulte necesaria para facilitar la consecución de su objeto.

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 “— Organización del negocio”.

Tenemos 100 años de historia. Desde principios de 1920 y hasta 1990, tanto los segmentos de upstream como de downstream de la industria de petróleo y gas en Argentina fueron monopolios del gobierno argentino. Durante ese período, nuestra Compañía y nuestro predecesor eran de propiedad del Estado, quien controlaba la exploración y la producción de petróleo y gas natural, así como la refinación de petróleo y la comercialización de productos refinados de petróleo. 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, incluyendo la nuestra. Después de la sanción de dichas leyes, se promulgaron una serie de decretos presidenciales que nos imponían, entre otros requisitos, que vendiéramos las partes mayoritarias de nuestras concesiones de explotación sobre algunas de las mayores áreas de producción y que lleváramos a cabo un programa de reestructuración interna de la dirección y de las operaciones.

En noviembre de 1992, el Congreso Argentino promulgó la Ley N° 24.145 (“Ley de Privatización”), la cual establecía los procedimientos mediante los cuales nuestra Compañía se privatizaría. En virtud de la Ley de Privatización, 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 en poder del Estado Nacional. Simultáneamente con la finalización de dicha oferta, 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 para canjear dichos bonos y otras acreencias por aproximadamente 46,1 millones de acciones Clase B, que representaban aproximadamente el 13% de nuestro capital en circulación. 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%.

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

Repsol YPF fue la propietaria del aproximadamente 99% de nuestro capital accionario desde el año 2000 hasta el año 2008, cuando Petersen Energía Inversora, S.A.U. y Petersen Energía, S.A.U. (“Petersen”) adquirieron ADRs que representaban ADSs que representaban el 15,46% de nuestro capital social, de Repsol YPF. El 3 de mayo de 2011, Petersen ejerció una opción de compra para adquirir de Repsol YPF ADRs que representaban ADSs representativas del 10,0% de nuestro capital social, y el 4 de mayo de 2011, Repsol YPF reconoció y aceptó dicha compra.

El 3 de mayo de 2012, el Congreso Argentino aprobó la Ley N° 26.741 (“Ley de Expropiación”) promulgada el 4 de mayo de 2012. El 7 de mayo de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Ley de Expropiación, declarando de interés público nacional y prioridad para la Argentina el logro de la autosuficiencia en el suministro de hidrocarburos, así como la explotación, industrialización, transporte y venta de hidrocarburos.

El Artículo 3 de la Ley de Expropiación establece como principios de la política hidrocarburífera de Argentina los siguientes:

- (i) La promoción del uso de hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones de la Argentina.
- (ii) La conversión de los recursos hidrocarburíferos en reservas comprobadas y su explotación y la restitución de reservas.

- (iii) La integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales.
- (iv) La maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos.
- (v) La incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y la promoción del desarrollo tecnológico en Argentina con ese objeto.
- (vi) La promoción de la industrialización y la comercialización de los hidrocarburos con alto valor agregado.
- (vii) La protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos.
- (viii) La obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional de los recursos y la sustentabilidad de su explotación para el aprovechamiento de las generaciones futuras.

De acuerdo con el artículo 2 de la Ley de Expropiación, el Poder Ejecutivo Nacional será responsable de fijar esta política y arbitrará las medidas conducentes al cumplimiento de los fines de la Ley de Expropiación con las provincias y el capital público y privado tanto nacional como internacional.

Expropiación de acciones en poder de Repsol YPF

Con el fin de asegurar el cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación declaró sujeto a expropiación el 51% del capital social de YPF S.A. representado por igual porcentaje de las acciones Clase D de dicha sociedad, pertenecientes a Repsol YPF S.A., sus controlantes o controladas, en forma directa o indirecta. Conforme con la Ley de Expropiación, las acciones sujetas a expropiación, las cuales fueron declaradas de utilidad pública y que fueron posteriormente transferidas a la República Argentina, serán distribuidas del siguiente modo: el 51% pertenecerá a la República Argentina y el 49% se distribuirá entre las provincias argentinas integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos.

Adicionalmente, la Ley de Expropiación preveía la expropiación del 51% del capital social de Repsol YPF GAS S.A. ("Repsol YPF GAS") representada 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.

A la fecha de este Prospecto, la transferencia de las acciones sujetas a expropiación entre el Poder Ejecutivo Nacional y las provincias argentinas que conforman la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos se encuentra pendiente. De acuerdo con el artículo 8 de la Ley de Expropiación, la distribución de las acciones entre las provincias argentinas que acepten su transferencia debe llevarse a cabo de manera equitativa, teniendo en cuenta sus respectivos niveles de producción de hidrocarburos y las reservas comprobadas.

A efectos de garantizar el cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo Nacional, por sí o a través del organismo que designe, 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 argentinas integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. Además, de conformidad con el artículo 9 de la Ley de Expropiación, cada una de las provincias argentinas a las que se asignen las acciones sujetas a expropiación debe celebrar un acuerdo de accionistas con el Gobierno Nacional que proporcionará el ejercicio unificado de sus derechos como accionista.

Cualquier transferencia futura de las acciones sujetas a expropiación está prohibida sin el permiso del Congreso Argentino por el voto de dos tercios de sus miembros.

De conformidad con el artículo 9 de la Ley de Expropiación, el nombramiento de los Directores de YPF S.A. que representen las acciones expropiadas debe hacerse proporcionalmente considerando las participaciones de la República Argentina y de las provincias argentinas, y un Director debe representar a los empleados de YPF S.A.

De conformidad con el artículo 16 de la Ley de Expropiación, el gobierno federal y las provincias deben ejercer sus derechos de conformidad con los siguientes principios: (a) la contribución estratégica de YPF S.A. al cumplimiento de los objetivos establecidos en la Ley de Expropiación; (b) la administración de YPF S.A. conforme a las mejores prácticas de la industria y el gobierno corporativo, preservando los intereses de los accionistas y generando valor para ellos; y (c) el gerenciamiento de YPF S.A. a través de una gestión profesionalizada.

De conformidad con el artículo 17 de la Ley de Expropiación, YPF S.A. acudirá a fuentes de financiamiento externas e internas, alianzas estratégicas, joint ventures, uniones transitorias de empresas y todo tipo de acuerdos de asociaciones y colaboración empresarial con otras empresas públicas, privadas o mixtas, nacionales o extranjeras.

Adicionalmente, el 25 de febrero de 2014, el Gobierno Nacional 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 la renuncia a nuevos reclamos. El 27 de febrero de 2014, YPF S.A. y Repsol celebraron un convenio ("Convenio Repsol"), por el que las partes renuncian, 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 y la ocupación temporal del 51% de las acciones de YPF S.A. declaradas de utilidad pública pertenecientes a Repsol. 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, que en ese momento estuvieron sujetas

a determinadas condiciones precedentes. El Convenio Repsol entró en vigencia al día siguiente de la fecha en que Repsol notificó a YPF S.A. que había entrado en vigencia el Acuerdo Repsol.

El 28 de marzo de 2014, el Acuerdo Repsol fue ratificado por la Junta General de Accionistas de Repsol y fue aprobado por el Congreso Nacional mediante la sanción de la Ley N° 26.932, promulgada mediante el Decreto N° 600/2014. El 8 de mayo de 2014, YPF S.A. fue notificada de la entrada en vigencia del Acuerdo Repsol, y como resultado la República Argentina es definitivamente la propietaria del 51% del capital social de YPF S.A. e YPF GAS S.A. (antes Repsol YPF GAS).

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. es y seguirá operando como una sociedad anónima que cotiza en la bolsa de conformidad con el Capítulo II, Sección V de la Ley General de Sociedades (“LGS”) y su correspondiente reglamentación, y no está ni 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—Accionistas principales”, “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 ciertos procedimientos legales lo que podría implicar costos y pérdidas significativas”.

Descripción general de la Compañía

Argentina es el mayor productor de gas natural y el cuarto mayor productor de petróleo y condensado de América Central y del Sur, según la edición 2023 del Energy Institute Statistical Review of World Energy publicada en junio de 2023.

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 nuestros ingresos se derivan principalmente de la venta de combustibles (nafta y gasoil) y gas natural en el mercado local argentino, que representan conjuntamente el 69,3% del total de ingresos en 2023. Adicionalmente, en 2023, nuestros principales gastos están relacionados con inversiones y gastos operativos en campos convencionales para compensar o reducir su declino natural, en campos no convencionales con el objetivo de crecer en producción y reservas, 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 negocios

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

Después de haber alcanzado niveles de eficiencia competitivos tanto en gastos de capital como operativos, ahora enfrentamos 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 sostenible, aumentando el atractivo de convertirnos en un exportador neto de petróleo crudo y, a mediano plazo, aprovechar la oportunidad de convertirnos en un exportador de GNL relevante.

Por lo tanto, seguiremos centrando nuestros esfuerzos en nuestro negocio más rentable, la formación de Vaca Muerta, dado su nivel de recursos recuperables. Además, esperamos gestionar activamente nuestra cartera con una disciplina de asignación de capital, reasignando recursos de otros negocios menos rentables. En este sentido, nuestro objetivo es reducir significativamente nuestra exposición a campos maduros convencionales.

Al tiempo que aceleramos el potencial de crecimiento de nuestras operaciones no convencionales, también nos mantenemos enfocados en mantener altos estándares en salud y seguridad de nuestra gente y de las comunidades en las que trabajamos, minimizando nuestra huella de carbono, y manteniéndonos enfocados en asegurar una mayor eficiencia en el resto de nuestras operaciones, incluyendo la refinación/procesamiento de petróleo crudo y gas natural y la distribución/comercialización de hidrocarburos y productos derivados, que nos posicionan como la empresa líder de energía integrada 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 producción y el procesamiento de los hidrocarburos.

Nuestros pilares estratégicos son:

- Disciplina en la asignación de capital, enfocada en el desarrollo de nuestras áreas de hidrocarburos no convencionales con ventajas competitivas, generando valor de manera sostenible.
- Desarrollo de proyectos de infraestructura que permitan el crecimiento futuro de la producción de petróleo de la formación Vaca Muerta.
- Racionalización de la cartera de activos convencionales, priorizando la rentabilidad.

- Crecimiento de nuestra base de recursos a través de la exploración, buscando incursionar en proyectos de alto impacto, como los proyectos exploratorios offshore, para crear valor para nuestros grupos de interés y al mismo tiempo promover el desarrollo económico de Argentina.
- 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. En este sentido, la mejora continua de la eficiencia en la construcción de pozos es un factor fundamental en el desarrollo de nuestros activos no convencionales.
- Adaptación de nuestras refinerías para facilitar un mayor procesamiento de petróleo no convencional y la evolución esperada de la calidad de los combustibles que demandarán nuestros clientes.
- Desarrollo y monetización de nuestra cartera de gas atendiendo la demanda local, así como potenciales oportunidades de crecimiento aprovechando la capacidad ociosa de los gasoductos existentes para exportar a países vecinos. Además, los recursos recuperables de gas no convencional disponibles en nuestras concesiones de Vaca Muerta, y la eficiencia probada ya alcanzada, ofrecen una oportunidad única para ampliar la actividad orientada a los mercados globales de GNL.
- Reducción de las emisiones de CO2 de la Compañía y desarrollo de energías renovables a través de nuestra participación en YPF Energía Eléctrica S.A. ("YPF EE"), como parte de nuestro compromiso con la sustentabilidad.

Durante 2023 continuamos trabajando en base a nuestra política de sustentabilidad corporativa y nuestro compromiso con las acciones relacionadas con el cambio climático.

El plan de inversiones 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 las empresas de nuestra industria. La viabilidad financiera de estas inversiones y los esfuerzos de recuperación de hidrocarburos dependerá de numerosos factores que YPF no controla o sobre los que no posee influencia, como las condiciones económicas y regulatorias en Argentina, la capacidad de obtener financiamiento necesario 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 nuestra cartera de inversiones, priorizando la desinversión de activos convencionales maduros e incluyendo la evaluación de acuerdos de operaciones conjuntas no esenciales para desarrollar nuestra superficie no convencional.

Fusiones

Fusión con las sociedades Bajo del Toro I S.R.L. y Bajo del Toro II S.R.L.

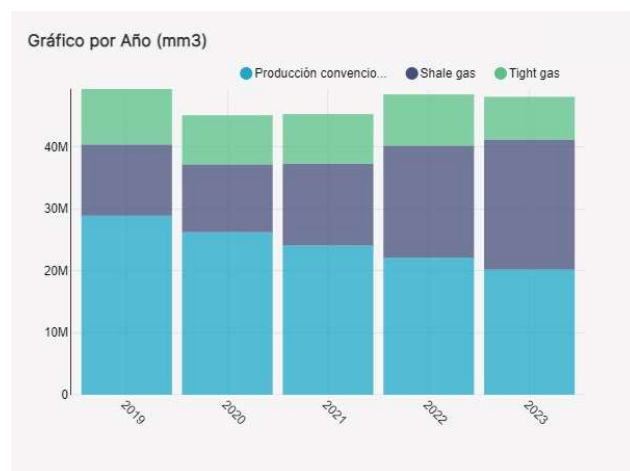
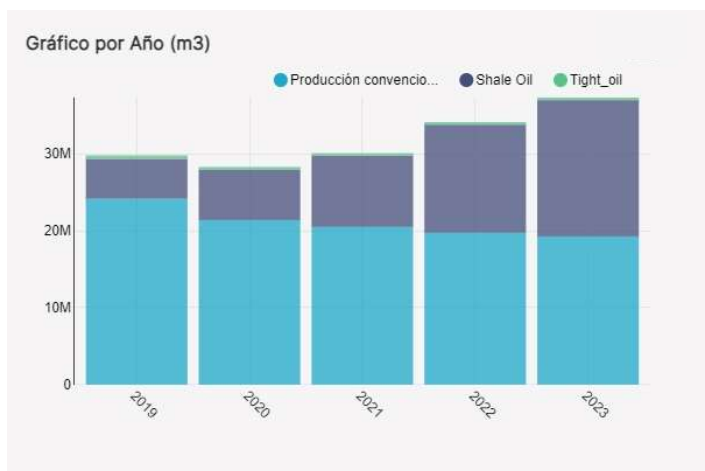
El 7 de marzo de 2019, el Directorio de la Sociedad consideró la fusión por absorción de YPF (sociedad absorbente) con sus subsidiarias Bajo del Toro I S.R.L. y Bajo del Toro II S.R.L. (sociedades absorbidas), por la cual la primera absorbió a las segundas, las cuales se disolverán sin liquidarse. En la referida reunión, también se autorizó la celebración del correspondiente compromiso previo de fusión, el cual fue aprobado por la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2019. Con fecha 19 de diciembre de 2023 la fusión fue inscrita en la Inspección General de Justicia bajo el número 22133 del libro 115 del tomo Sociedades por Acciones.

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 del petróleo y del gas. Las principales variables de la industria del petróleo 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 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 crudo en los países de dicha zona.

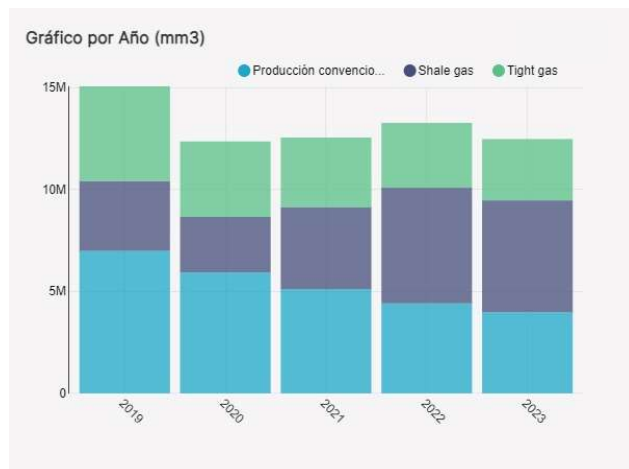
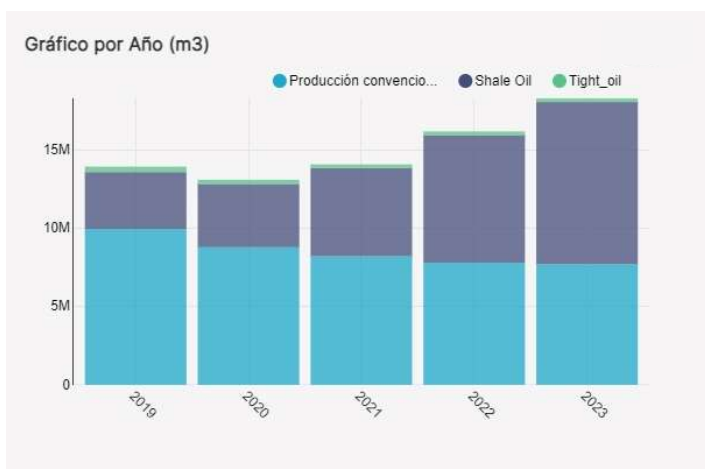
La producción de petróleo y gas experimentó un importante incremento durante la década de los 90s, luego de las privatizaciones del sector. Sin embargo, a partir de 1999 se puede apreciar una caída de los volúmenes producidos de petróleo. Esto se debe a bajos niveles de inversión inicialmente provocados por la baja del precio del petróleo del año 1998, la crisis política y económica sufrida por Argentina en 2001 y 2002, y, posteriormente, a la introducción de fuertes derechos de exportación.

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



Fuente: Secretaría de Energía.

Los siguientes cuadros presentan la evolución de la producción de petróleo y gas de YPF en los últimos años, abierto por cuenca.



Fuente: Secretaría de Energía.

El petróleo crudo es vendido por los productores locales en el mercado doméstico, 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 también comprende las actividades de almacenamiento y transporte que comprenden la utilización de oleoductos y gasoductos embarcaciones y camiones para transporte de petróleo crudo 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 gasoductos troncales y redes de distribución, lo que lo hace un mercado sumamente atractivo por su volumen e infraestructura presente.

El sector del gas 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, tales como lubricantes, insumos plásticos y materiales sintéticos, agroquímicos y fertilizantes.

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 en el marco de la industria descrita.

Para la descripción de los principales sectores en los cuales la Compañía lleva a cabo sus actividades (y su respectiva regulación), véase la Nota 35.a) los Estados Financieros Consolidados Auditados, incorporados al presente Prospecto por referencia.

En el apartado siguiente se describen los principales negocios de YPF en el marco de la industria descripta.

Organización del negocio

Véase la Nota 1 a los Estados Financieros Consolidados Auditados que muestra nuestra estructura organizacional, incluyendo nuestras principales subsidiarias.

Al 31 de diciembre de 2023, llevamos a cabo nuestras operaciones de acuerdo con la siguiente organización:

(i) Segmento de negocio Upstream:

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

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

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

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

(ii) Segmento de negocio Downstream

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

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

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

(iii) Segmento de negocio Gas y Energía

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

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

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

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

(iv) Administración central y otros

Este segmento abarca otras actividades realizadas por el Grupo que no se encuadran en los segmentos de negocio antes mencionados, ni constituyen segmentos de negocio reportables, comprendiendo principalmente los gastos y activos de la administración central y las actividades de construcción. Para una descripción relacionada con las actividades desarrolladas por cada segmento de negocio, véase la Nota 5 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

El siguiente cuadro presenta, para cada uno de los periodos indicados, los ingresos y la utilidad o pérdida operativa para cada uno de nuestros segmentos de negocio, para mayor información sobre los ingresos véase Nota 24 a los Estados Financieros Consolidados Auditados:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022 ⁽²⁾	2021 ⁽²⁾
	(en millones de US\$)		
Ingresos ⁽¹⁾			
Upstream			
Ingresos	171	174	147
Ingresos intersegmento	7.211	7.134	5.820
Total de Upstream	7.382	7.308	5.967
Downstream			
Ingresos	14.888	16.016	11.220
Ingresos intersegmento	100	109	64
Total de Downstream	14.988	16.125	11.284
Gas y Energía			
Ingresos	2.017	2.304	2.069
Ingresos intersegmento	357	391	161
Total de Gas y Energía	2.374	2.695	2.230
Administración Central y Otros			
Ingresos	235	263	246
Ingresos intersegmento	781	779	484
Total Administración Central y Otros	1.016	1.042	730
Ajustes de consolidación	(8.449)	(8.413)	(6.529)
Total Ingresos	17.311	18.757	13.682
Resultado operativo			
Upstream	(1.927)	1.310	80
Downstream	896	1.523	945
Gas y Energía	(3)	90	10
Administración central y otros	(270)	(405)	(198)
Ajustes de consolidación	56	(36)	(138)
Total Resultado operativo	(1.248)	2.482	699
	(en millones de Ps.)		
Total Ingresos	5.484.544	2.526.466	1.315.633
Total Resultado operativo	(1.469.271)	297.616	58.170

(1) Las retenciones a la exportación de hidrocarburos se presentan como "Gastos de venta" en el epígrafe "Impuestos, cargas y contribuciones", tal como se indica en la Nota 26 de los Estados Financieros Consolidados Auditados. Las regalías con respecto a nuestra producción de hidrocarburos se contabilizan como un costo de producción y no se deducen en la determinación de los ingresos, ver Nota 2.b.12) de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

(2) La información comparativa de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 ha sido reexpresada debido a los cambios en ciertos activos relacionados con la exploración, explotación y producción de arena de fractura para perforación de pozos.

Las ventas entre segmentos de negocio se realizaron a precios de transferencia internos establecidos por la Compañía que generalmente buscan aproximarse a los precios del mercado interno.

La utilidad o pérdida operativa de cada segmento de negocio se han determinado después de los ajustes de consolidación.

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

Upstream

El segmento de negocio Upstream de YPF busca agregar valor a la Compañía optimizando el uso del capital, alcanzando niveles de excelencia operativa, generando así nuevas oportunidades de desarrollo, al mismo tiempo que brinda 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 incentivo a 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 reservorios de gas natural, asegurando abastecer la demanda durante los próximos cuatro años a un precio que permita el desarrollo de nuestros proyectos de gas natural en ciertas cuencas. En este sentido, el Plan GasAr 2023-2028, lanzado en noviembre de 2022, le permitió a la Compañía ampliar su oportunidad de asegurar el abastecimiento de la demanda gas natural durante los próximos seis años. Para más información véase “—Gas y Energía— Operaciones de gas natural” y Nota 35.d.1) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Durante 2023, continuamos gestionando activamente nuestra cartera. Al 31 de diciembre de 2023, teníamos participaciones en 114 campos de petróleo y gas en Argentina. Según la Secretaría de Energía (“SE”) en 2023, estos activos representaron el 38,2% de la producción total de crudo de Argentina, excluyendo los líquidos de gas natural, y el 32,7% de su producción total de gas natural, incluidos los líquidos de gas natural.

Durante 2023, la producción de hidrocarburos de YPF aumentó 2,0% en comparación con 2022. La producción diaria de petróleo crudo aumentó un 7,4%, la producción diaria de líquidos de gas natural aumentó un 3,2%, compensada por una disminución del 3,3% en la producción diaria de gas natural en comparación con 2022.

Nuestra producción no convencional continúa aumentando con fuerza durante 2023. La producción diaria de petróleo crudo aumentó un 26,4%, la producción diaria de líquidos de gas natural aumentó un 13,9% y la producción diaria de gas natural aumentó un 2,3% en comparación con 2022.

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 acción que involucra 55 bloques es consistente con los nuevos planes de gestión de la Compañía, que consideran que la racionalización del portafolio convencional de upstream es una de las palancas en las que se basa la estrategia de YPF, con foco en actividades e inversiones en campos no convencionales. Véase “—Estrategia de negocios”, “—Reservas de petróleo y gas—Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas netas al 31 de diciembre de 2023”, “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, erogaciones y desinversiones”. El importe en libros de estos activos al 31 de diciembre de 2023 podrá ajustarse en períodos futuros dependiendo de los resultados del proceso de disposición realizado por YPF y de la contraprestación financiera que se acuerde con terceros por dichos activos y, adicionalmente, el cierre de dichos procesos de disposición estará sujeto al cumplimiento de las condiciones de cierre habituales, incluidas las aprobaciones regulatorias aplicables. Véase Nota 8 y 39 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Acreeaje

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

La siguiente tabla presenta información sobre nuestra superficie desarrollada y no desarrollada por área geográfica:

	Al 31 de diciembre de 2023			
	(miles de acres)			
	Desarrollado ⁽¹⁾		No desarrollado ⁽²⁾	
	Bruto ⁽³⁾	Neto ⁽⁴⁾	Bruto ⁽³⁾	Neto ⁽⁴⁾
Sudamérica				
Argentina ^{(5) (6) (7)}	1.341	998	18.402	11.046
Resto de Sudamérica ⁽⁸⁾	-	-	4.610	4.425
Total	1.341	998	23.012	15.471

(1) La superficie desarrollada es aquella asignable a pozos productivos.

(2) La superficie no desarrollada abarca aquellos acres arrendados en los que no se han perforado o completado pozos hasta un punto que permita la producción de cantidades comerciales de petróleo o gas natural, 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 deducida la participación de terceros.

(5) 8.673 y 3.664 acres corresponden a campos offshore brutos y netos no desarrollados, respectivamente, mientras que 28 y 14 acres corresponden a campos offshore brutos y netos desarrollados, respectivamente.

(6) Hemos excluido de nuestra superficie no desarrollada aquellos km² correspondientes a permisos de exploración que ya han vencido y que, al 31 de diciembre de 2023, considerando los resultados obtenidos y habiendo cumplido con todos los compromisos de inversión, la Compañía ha notificado a la Provincia correspondiente su decisión de ceder el bloque, por lo que YPF no tiene ningún derecho relacionado con dicha superficie.

(7) Hemos incluido en nuestra superficie aquellos km² obtenidos como consecuencia de compromisos con terceros que están pendientes de aprobación por parte de la Provincia 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, y a la fecha de este Prospecto, la Compañía ha presentado sus defensas en el proceso administrativo y la ANH está considerando las pruebas ofrecidas. En Bolivia, la superficie neta no desarrollada de YPF totalizó 91.553 acres y en Uruguay la superficie neta no desarrollada de YPF totalizó 4.160.266 acres.

La superficie exploratoria no desarrollada bajo el primer o segundo período de exploración, que vence en 2024 y en 2025-2027, respectivamente, es de 5.007 km² (24,6%) y 15.339 km² (75,4%), respectivamente, de nuestros 20.346 km² de superficie exploratoria neta no desarrollada al 31 de diciembre de 2023. La superficie exploratoria neta no desarrollada en el Resto de Sudamérica es de 11.172 km², que principalmente vence en 2025-2027.

La extensión de la superficie vencida de la Compañía tendría que entregar a la provincia respectiva 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 tenido éxito y se consideran no esenciales.

Al 31 de diciembre de 2023, 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 información sobre nuestros permisos de exploración y concesiones de explotación:

	Al 31 de diciembre de 2023		
	Operados por YPF	No operados por YPF	Total
Permisos de exploración	12	4	16
Concesiones de explotación	69	29	98
Total	81	33	114

La siguiente tabla presenta información sobre nuestros permisos de exploración:

	Al 31 de diciembre de 2023					
	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	8	4	12	-	4	4

La siguiente tabla presenta información sobre nuestras concesiones de explotación:

	Al 31 de diciembre de 2023		
	Onshore		
	100% interés de participación	7,2% - 93,0% interés de participación	Total
Concesiones de explotación	54	44	98

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

	Al 31 de diciembre de 2023								
	Año de vencimiento								
	2024-2028	2029-2033	2034-2038	2039-2043	2044-2048	2049-2053	2054-2058	2059+	Total
Permisos de exploración	16	-	-	-	-	-	-	-	16
Operados por YPF	12	-	-	-	-	-	-	-	12
No operados por YPF	4	-	-	-	-	-	-	-	4
Concesiones de explotación	41	9	11	11	9	13	2	2	98
Operados por YPF	31	6	5	11	6	7	2	1	69
No operados por YPF	10	3	6	-	3	6	-	1	29
Total	57	9	11	11	9	13	2	2	114

La siguiente tabla muestra nuestros intereses de participación brutos y netos en pozos productivos de petróleo y de gas por cuenca:

Cuenca	Al 31 de diciembre de 2023			
	Pozos ^{(1) (2)}			
	Petróleo		Gas	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Neuquina	4.372	3.226	1.848	1.279
Golfo San Jorge	7.216	6.797	74	73
Cuyana	646	593	-	-
Noroeste	40	21	74	36
Austral	101	101	48	48
Onshore	12.375	10.738	2.044	1.436
Austral	56	28	-	-
Offshore	56	28	-	-
Total	12.431	10.766	2.044	1.436

(1) Un pozo bruto es un pozo en el que poseemos participación.

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

Aproximadamente, el 99,3% de nuestras reservas comprobadas de petróleo en Argentina se concentran en las cuencas Neuquina (81,9%) y Golfo San Jorge (17,3%), y el 96,7% de nuestras reservas comprobadas de gas natural en Argentina se concentran en las cuencas Neuquina (93,2%) y Noroeste (3,5%).

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

La siguiente tabla presenta información sobre las UT y acuerdos contractuales de exploración y explotación en los que participamos:

	Al 31 de diciembre de 2023		
	7,2% - 70,0% interés de participación		Total
	Operados por YPF	No operados por YPF	
UT y acuerdos contractuales de exploración	4	4	8
UT y acuerdos contractuales de explotación	13	23	36
Total	17	27	44

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 2023, véase la Nota 29 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 nosotros o a través de UT en las que tenemos un interés participación:

	Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Pozos perforados brutos ⁽¹⁾			
Petróleo	1	10	5
Gas	2	2	-
De exploración	3	12	5
Secos	1	6	2
Total De exploración	4	18	7
Petróleo	300	273	220
Gas	79	70	79
De explotación	379	343	299
Secos	-	-	5
Total De explotación	379	343	304
Pozos perforados netos ⁽²⁾			
Petróleo	1	7	4
Gas	2	1	-
De exploración	3	8	4
Secos	1	6	1
Total De exploración	4	14	5
Petróleo	206	189	130
Gas	40	39	48
De explotación	246	228	178
Secos	-	-	2
Total De explotación	246	228	180

(1) Un pozo bruto es un pozo 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 la cantidad de pozos en proceso de perforación:

	Al 31 de diciembre de 2023	
	Brutos	Netos
Sudamérica		
Argentina	197	122
Resto de Sudamérica	-	-
Total	197	122

Actividad de exploración y desarrollo

Argentina

Actividades de exploración

La cartera de exploración offshore de YPF se focaliza principalmente en proyectos de alto impacto como el proyecto 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.

En cuanto al proyecto Palermo Aike, en mayo de 2023 YPF firmó un acuerdo con Compañía General de Combustibles S.A. ("CGC") para la perforación del primer pozo horizontal con el fin de evaluar la formación Palermo Aike en el bloque El Cerrito. Al 31 de diciembre de 2023, este pozo está en proceso de perforación, mientras que se estima que su terminación y pruebas tendrán lugar en 2024. Además, en junio de 2023, la provincia de Santa Cruz otorgó a YPF un permiso para intensificar la exploración en la formación Palermo Aike, en los bloques La Azucena y El Campamento Este.

En la formación Vaca Muerta, se perforaron 2 pozos horizontales en 2023, uno en el bloque CN-VII donde contamos con un permiso de exploración, y el otro en la concesión de explotación Paso de las Bardas Norte. Estos pozos se perforaron como resultado de índices geoquímicos significativos (de testigos y recortes). Al 31 de diciembre de 2023, ambos pozos están en proceso de terminación mientras que se estima que las pruebas tendrán lugar en 2024.

La cartera de exploración offshore de YPF está compuesta por los bloques CAN-100, CAN-102 y CAN-114 ubicados en la cuenca Argentina Norte, y por el bloque MLO-123 ubicado en la cuenca Malvinas Oeste, que se encuentran en el primer período exploratorio y están en proceso de desarrollo en forma conjunta con nuestros socios Equinor, Shell y Total Austral.

En marzo de 2023, el gobierno nacional argentino otorgó una prórroga hasta noviembre de 2025 para el primer período exploratorio en el bloque CAN-102.

En el segundo trimestre de 2024, está previsto perforar el primer pozo de aguas profundas en Argentina, un permiso de exploración en el bloque CAN-100, ubicado a 300 km de la ciudad de Mar del Plata en la provincia de Buenos Aires (Argerich.x-1). A tal efecto, en 2023, luego de una audiencia pública, se aprobaron todos los permisos ambientales.

Actividades de sísmica

En 2023 se realizó un estudio de sísmica 3-D en CAN-114, un bloque offshore no operado ubicado en la cuenca Norte en aguas argentinas. El movimiento de equipos que se inició en noviembre de 2023, cubriendo una superficie 1.862 km que representa el 40% de la actividad, finalizó para el 31 de diciembre de 2023.

Actividades de explotación

Actividades no convencionales

En 2023 la producción de nuestras actividades no convencionales alcanzó los 183,1 mboe/d (YPF neto de áreas operadas) lo que representa el 36% de la producción total de YPF (YPF neto de áreas operadas y no operadas). En 2023, YPF, junto con sus socios, continuó con su plan de crecimiento con una inversión de más de US\$ 1.873 millones (YPF neto de áreas operadas), puso en producción 151 pozos y realizó más de 6.000 etapas de fractura en los bloques operados por YPF. Considerando lo expuesto, YPF estima que continuará liderando el desarrollo de actividades no convencionales en Argentina.

En 2023, YPF estuvo muy activa en sus operaciones de perforación en los bloques del Core-Hub (Loma Campana, La Amarga Chica, Bandurria Sur y Aguada del Chañar), con 11 equipos de perforación en funcionamiento en estos bloques petroleros. Las eficiencias operativas continuaron batiendo récords en estos bloques petrolíferos, alcanzando uno de los pozos 2.518 metros (8.261 pies) de longitud lateral en 12 días (5.640 metros de longitud total).

La longitud lateral promedio perforada en los bloques del Core Hub fue de 2.781 metros (9.125 pies). El pozo perforado más largo en 2023 alcanzó los 4.343 metros (14.249 pies) de longitud lateral. En 2023, se pusieron 2 pozos en producción a un nuevo nivel de navegación.

La actividad se centra en los intervalos más rentables y comprobados, mientras que aproximadamente el 6% de la misma se destinó a pozos de evaluación. Los resultados prometedores observados durante 2023 en la plataforma de pozos perforados al oeste de la zona desarrollada en el bloque Bandurria Sur en 2022 nos permitieron extender el desarrollo actual hacia el centro del bloque. En la zona norte del bloque Aguada del Chañar, se perforó una plataforma de pozos de evacuación que se encontraba en proceso de fractura al 31 de diciembre de 2023.

Durante 2023, los resultados de la producción fueron acordes a las expectativas en todos los bloques del Core Hub.

Si bien la actividad de perforación en los bloques del Core Hub (Aguada de la Arena y Rincón del Mangrullo, los principales bloques de gas natural operados por YPF) durante 2023 fue similar en comparación con 2022, fue inferior a la actividad planificada para ajustarla a una menor demanda interna de gas natural, se perforaron 3 plataformas (12 pozos) en el bloque Aguada de la Arena y 3 plataformas (11 pozos) en el bloque Rincón del Mangrullo, que es un objetivo de delineación que evaluará la productividad en la zona sur del bloque, lo que podría incrementar sus recursos.

En la zona sur de la cuenca Neuquina, en relación con el bloque de Delineación, Sur de los Lagos, dentro de los límites de la concesión convencional Loma La Lata - Sierra Barrosa, durante el año 2023 se finalizaron las pruebas de evaluación de 2 pozos horizontales de petróleo. En términos de productividad, 1 pozo no alcanzó las expectativas y 1 pozo las superó.

En 2023, con el fin de cumplir los compromisos de inversión con la Provincia de Neuquén en la zona sudoeste de la cuenca Neuquina (que nos permitirá utilizar la prórroga del permiso de exploración en el bloque Las Tacanas) se perforaron y fracturaron 2 pozos, 1 pozo vertical para obtener información en el área de interés y una vía lateral horizontal en el nivel inferior de la formación Vaca Muerta, y 1 pozo horizontal en el nivel superior de la formación Vaca Muerta.

Con el propósito de entender la productividad de la formación Vaca Muerta en diferentes posiciones del bloque Loma Amarilla Sur, en agosto de 2023 se pusieron en producción 4 pozos perforados como parte de la fase piloto de delineación (1 pozo de petróleo vertical para obtener información en las secuencias de interés y 4 pozos de petróleo horizontales en dirección a las zonas de navegación). Al 31 de diciembre de 2023, se estaban llevando a cabo las pruebas de evaluación.

En 2023 se retomó la actividad en la Delineación de la Ventana de Gas, en la zona occidental de la cuenca Neuquina, con la perforación de 2 pozos horizontales, con la perforación de 1 pozo en el bloque Cerro Las Minas y 1 pozo en perforación en el bloque Loma del Molle. Esta actividad forma parte del compromiso de inversión con la Provincia de Neuquén para obtener la prórroga de los permisos de exploración en ambos bloques, que nos permitirá comprender mejor el potencial de productividad de la formación Vaca Muerta en estos bloques.

Actividades convencionales

Región Sur

En 2023, la producción en la Región Sur fue de 93,4 mboe/d (YPF neto de áreas operadas), lo que representa el 18% de la producción total de YPF (YPF neto de áreas operadas y no operadas).

En 2023, la actividad en la Región Sur requirió una inversión total (YPF neto de áreas operadas) de US\$ 955 millones.

Los hitos para la Región Sur, durante el 2023, fueron principalmente impulsados por el desarrollo de actividades de inyección de polímeros realizadas en los bloques El Trébol y Escalante, donde la respuesta del petróleo al piloto de inyección de polímeros llevada a cabo en 2022 superó los pronósticos. En el bloque Manantiales Behr, un piloto secundario de inyección de polímeros (sin previa inyección convencional de agua) continúa impulsando la producción de petróleo, superando las expectativas al alcanzar nuevos máximos de producción en 2023 en comparación con los resultados del bloque Grimbeek Norte en 2022; en función de estos resultados, estamos analizando avanzar hacia una masificación de la inyección de polímeros en este bloque.

Además, la implementación de perforaciones de pozos horizontales de tight contribuyó a los resultados de productividad de la Región Sur. Basándonos en los resultados positivos logrados con el primer pozo horizontal de tight oil perforado en 2022, en dirección a la formación D-129 en los bloques Cañadón León y Meseta Espinosa, se perforaron y completaron 3 pozos horizontales de tight oil durante 2023 con resultados acordes a lo esperado. Todos ellos con una extensión de 1.500 metros de rama horizontal y 18 etapas de estimulación hidráulica, lo que representa un hito significativo considerando el aumento de 500 metros y 6 etapas de estimulaciones hidráulicas en comparación con 2022, permitiendo una disminución de los costos de explotación.

Región Oeste

En 2023, la producción de la Región Oeste fue de 137,5 mboe/d (YPF neto de áreas operadas), lo que representa el 27% de la producción total de YPF (YPF neto de áreas operadas y no operadas).

Durante 2023, la actividad en la Región Oeste implicó una inversión total (YPF neto de áreas operadas) de US\$ 384 millones.

La actividad en la Región Oeste durante 2023 se concentró en el bloque Río Neuquén, donde se desarrolla el único proyecto Upstream convencional relacionado con la producción de gas natural. Este proyecto se enmarca en el Plan GasAr 2020-2024 y el Plan GasAr 2023-2028, destinados a impulsar la producción de gas natural en Argentina mediante el otorgamiento de precios competitivos, con la perforación de 18 pozos (16 pozos de tight gas y 2 pozos de servicio). Durante 2023 se pusieron en producción 11 pozos con resultados acordes a las expectativas, alcanzando su meseta como resultado de una campaña de perforación sostenida iniciada en 2021. En el bloque Chachahuén Sur, estamos ejecutando nuestro principal proyecto de actividad terciaria en la cuenca neuquina, con la puesta en marcha durante el 2023 de 3 plantas de polímeros con resultados acordes a las expectativas. Asimismo, se otorgó una reducción del 50% de regalías para este bloque a través de la Decisión Administrativa N° 01/2024 de la Provincia de Mendoza como resultado del cumplimiento de los compromisos de inversión en el proyecto.

Actividades no operadas

En 2023, la producción de las áreas no operadas fue de 99,6 mboe/d (YPF neto de áreas no operadas), lo que representa el 19% de la producción total de YPF (YPF neto de áreas no operadas).

Durante 2023, las actividades convencionales en las áreas no operadas implicaron una inversión total (YPF neto de áreas no operadas) de US\$ 13 millones en perforación y terminación y US\$ 38 millones en instalaciones de producción y otros gastos de capital. En 2023, la Compañía firmó un acuerdo con la provincia de Salta que extendió por 10 años la fecha de vencimiento de los plazos originales en el bloque Aguarañe. Este acuerdo otorgó una reducción del 2% en las regalías.

En 2023, 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\$ 361 millones en perforación y terminación y de US\$ 315 millones en instalaciones de producción y gastos de capital. Las principales inversiones se concentraron en los desarrollos de shale oil en los bloques Lindero Atravesado y Bajada de Añelo y de shale gas en los bloques La Calera y Aguada Pichana Oeste. En 2023, finalizamos en el bloque La Calera la construcción de un oleoducto que conecta a este bloque con el bloque Loma Campana e iniciamos la construcción del proyecto Central Production Facility, que se estima finalizará en el segundo trimestre de 2024 y permitirá una capacidad de tratamiento de gas de 10 Mm³/d y de 4.800 m³/d de condensado.

Los bloques Aguarañe, La Calera y Aguada Pichana Oeste son parte del Plan GasAr 2020-2024 y del Plan GasAr 2023-2028, cuyo objetivo es impulsar la producción de gas natural en Argentina otorgando precios competitivos.

Resto de Sudamérica

Actividades de exploración

En diciembre de 2023, la Compañía resultó adjudicataria en una licitación de un área offshore en Uruguay, obteniendo un permiso de exploración para el bloque OFF-5, lo cual aumentó la superficie offshore internacional de la Compañía en 16.836 km².

El bloque Charagua, un área onshore en Bolivia, ingresó en su tercera etapa exploratoria en noviembre de 2023 luego de obtener el permiso ambiental de perforación en julio de 2023.

Los bloques COR 12 y COR 33 están situados en la cuenca Cordillera Oriental en Colombia y los operamos de acuerdo con la autorización de la ANH. Nuestra participación en la explotación 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 reversar 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, sea posible estimar con certeza razonable que podrán ser producidas (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 2023, 2022 y 2021 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 crudo 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 2023, 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 2023, 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 periodo de 12 meses finalizados el 31 de diciembre de 2023 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 ciertas áreas en la ciertas cuencas, los cuales estarán vigentes hasta las fechas de finalización correspondientes. Véase Nota 35.d.1) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

No obstante, a 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 pueden disminuir" y "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Nuestras reservas de petróleo y gas natural 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 que deban pagarse 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 la legislación aplicable en cada caso 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 líquidos de gas natural.

Tecnología empleada para establecer adiciones de reservas comprobadas

Las estimaciones de reservas comprobadas de YPF al 31 de diciembre de 2023 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 2D de alta calidad y 3D, 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 mayor información en el proceso de estimación de nuestras reservas comprobadas, véase "Controles internos de las reservas y las auditorías de las reservas".

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas netas al 31 de diciembre de 2023

El siguiente cuadro presenta nuestra estimación de reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo, líquidos de gas natural y gas natural:

	Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2023			
	Petróleo ⁽¹⁾	Líquidos de gas natural	Gas natural	Total ⁽²⁾
	(Mbbl)	(Mbbl)	(mMpc)	(Mboe)
Reservas comprobadas desarrolladas				
<u>Sociedades consolidadas</u>				
América del Sur				
Argentina	263	41	1.656	599
Total Reservas comprobadas desarrolladas	263	41	1.656	599
Reservas comprobadas no desarrolladas				
<u>Sociedades consolidadas</u>				
América del Sur				
Argentina	283	33	880	473
Total Reservas comprobadas no desarrolladas	283	33	880	473
Reservas comprobadas ^{(2) (3)}				
<u>Sociedades consolidadas</u>				
Desarrolladas	263	41	1.656	599
No Desarrolladas	283	33	880	473
Total Reservas comprobadas	546	74	2.536	1.072

(1) Incluye petróleo crudo 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 líquidos de gas natural incluyen aproximadamente 72 Mbbl de petróleo y 10 Mbbl de líquidos de gas natural correspondientes a regalías que, como se ha descrito, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. Las reservas comprobadas de gas natural incluyen aproximadamente 292 mMpc correspondiente a dichas regalías.

El 29 de febrero de 2024 el Directorio de YPF resolvió la disposición de ciertos grupos de activos. Este plan de optimización y desinversión involucra 55 bloques de las cuencas Golfo San Jorge, Neuquina, Cuyana y Austral. Las reservas comprobadas totales asociadas a estas áreas, incluidas en las reservas comprobadas totales a 31 de diciembre de 2023, suponen aproximadamente 85 Mboe relacionados principalmente con activos de petróleo crudo convencional. Véase “—Estrategia de negocios”, “—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, erogaciones y desinversiones” y Nota 8 y 39 a los Estados Financieros.

Tasa de reemplazo de reservas

La tasa de reemplazo de reservas se define como el monto neto de reservas comprobadas añadidas dividido por los volúmenes producidos en un período determinado.

Al 31 de diciembre de 2023, la tasa de reemplazo de reservas era del 39%, como resultado de una incorporación de 72 Mboe (41 Mboe de líquidos y 31 Mboe de gas natural) y considerando 187 Mboe producidos durante el año y el monto de reservas comprobadas al inicio del año 2023. No hubo incorporaciones de reservas asociadas a ventas y adquisiciones durante 2023.

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

El siguiente cuadro presenta la tasa de reemplazo de reservas:

	Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de		
	($\%$)		
	2023	2022	2021
Tasa de reemplazo de reservas ⁽¹⁾	39%	124%	229%

(1) Incluye volúmenes de ventas y adquisiciones.

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 mMpc de gas natural y 11 Mbbl de petróleo crudo), y se incorporaron 105 Mboe de reservas comprobadas no desarrolladas (192 mMpc 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 a la baja 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 del Golfo San Jorge.

Ventas y adquisiciones

No hubo cambios relacionados con las 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 crudo, un aumento de 5 Mbbl de líquidos de gas natural y una disminución de 80 mMpc 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 probadas (una disminución de 43 Mboe de líquidos y una disminución de 26 mMpc de gas) 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.
- Un aumento de 35 Mboe de reservas probadas (16 Mboe de líquidos y 19 mMpc de gas) se relacionó con el desempeño del proyecto, que fue mejor de lo previsto.
- Una disminución de 53 Mboe de reservas probadas (una disminución de 36 Mboe de líquidos y una disminución de 19 mMpc de gas) relacionada principalmente con cambios en la estrategia de los proyectos y los cronogramas de perforación.
- Una revisión al alza de 18 Mboe (8 Mboe de líquidos y 10 mMpc de gas) relacionada principalmente con cambios en la participación de los trabajadores, la adición 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 crudo, 3 Mbbl de líquidos de gas natural y 144 mMpc de gas natural), y se incorporaron 288 Mboe de reservas comprobadas no desarrolladas (808 mMpc de gas natural, 24 Mbbl de líquidos de gas natural 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 del 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 líquidos de gas natural y una disminución de 91 mMpc 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 impactadas 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 las reservas comprobadas estimadas de YPF durante 2021

Extensiones y descubrimientos

Como resultado de los pozos perforados en las áreas de reservas no comprobadas y en recursos, se incorporaron aproximadamente 27 Mboe de reservas comprobadas desarrolladas (3 Mbbl de petróleo crudo, 3 Mbbl de líquido de gas natural y 116 mMpc de gas natural) y 148 Mboe de reservas comprobadas no desarrolladas (334 mMpc de gas natural, 16 Mbbl de líquidos de gas natural y 73 Mbbl de petróleo). Estas incorporaciones se debieron principalmente a los proyectos en la formación Vaca Muerta.

Tanto las incorporaciones de reservas comprobadas no desarrolladas como las contribuciones a reservas comprobadas desarrolladas están relacionadas con áreas no convencionales en la cuenca Neuquina.

Recuperación mejorada

No se agregaron volúmenes significativos de reservas comprobadas como resultado neto de proyectos de recuperación secundaria y terciaria. Un total de aproximadamente 5 Mboe de reservas comprobadas de la cuenca del Golfo San Jorge fueron añadidas, debido principalmente a nuevos proyectos de inyección de polímeros y respuesta positiva de producción de recuperación terciaria.

Ventas y adquisiciones

Como resultado neto de las ventas y adquisiciones, los volúmenes incorporados no fueron significativos en 2021.

Revisiones de estimaciones previas

Durante el 2021, las reservas comprobadas de la Compañía fueron revisadas al alza por 217 Mboe (un aumento de 161 Mbbl de petróleo, una disminución de 6 Mbbl de líquidos de gas natural y un aumento de 347 mMpc de gas natural).

Las principales revisiones de las reservas comprobadas se deben a lo siguiente:

- El rendimiento total de la producción de líquidos y gas natural de los pozos existentes fue mejor de lo esperado, lo que resultó en una adición de aproximadamente 44 Mboe a las reservas comprobadas desarrolladas, según las nuevas estimaciones de reservas, principalmente en la cuenca Neuquina.
- Aumento de 186 Mboe de reservas comprobadas como resultado del impacto de mayores precios promedio de petróleo y gas natural en los ingresos y en el límite económico de los campos, en conjunto con mayores precios promedio debido al incentivo del Plan GasAr, como efecto secundario. Los cambios ocurrieron principalmente en los campos maduros con altos costos de operación.
- Una revisión a la baja de 17 Mboe como resultado de proyectos existentes en las cuencas Neuquina y Austral debido a cambios en la estrategia de desarrollo en ciertas áreas y la performance de producción, respectivamente.

Los párrafos que se muestran a continuación explican en mayor detalle los cambios más significativos en nuestras reservas netas comprobadas no desarrolladas al 31 de diciembre de 2023.

Cambios en nuestras reservas comprobadas no desarrolladas durante 2023

YPF ha estimado un volumen neto de reservas comprobadas no desarrolladas de 473 Mboe al 31 de diciembre de 2023, que representó el 44% del total de 1.072 Mboe de las reservas probadas netas a dicha fecha. Al 31 de diciembre de 2022, las reservas probadas no desarrolladas estimadas eran de 597 Mboe (50% del total de 1.187 Mboe de reservas comprobadas a dicha fecha).

La disminución del 21% en las reservas netas comprobadas no desarrolladas en 2023 se debe principalmente a:

- Proyectos de desarrollo de campo relacionados con reservas probadas no desarrolladas, lo que permitió transferir 132 Mboe a reservas probadas desarrolladas. Las principales contribuciones están relacionadas con pozos de desarrollo (129 Mboe) principalmente en la cuenca Neuquina, y proyectos mejorados de recuperación y reacondicionamiento (3 Mboe) principalmente en las cuencas Golfo San Jorge y Neuquina.
- Extensiones y descubrimientos, que agregaron 105 Mboe (192 mMpc de gas, 7 Mbbl de líquidos de gas natural y 64 Mbbl de petróleo crudo) de reservas comprobadas no desarrolladas principalmente de proyectos de petróleo y gas no convencional de la formación Vaca Muerta en la cuenca Neuquina en las siguientes áreas:
 - i. Petróleo Crudo: Loma La Lata Norte, Bandurria Sur y La Amarga Chica.
 - ii. Gas Natural: La Calera y Aguada Pichana Oeste.
- Cambios en la estrategia de algunos proyectos de desarrollo de reservas y cronogramas de perforación, que resultaron en una deducción de 68 Mboe (41 Mboe de líquidos y 148 mMpc de gas natural).
- Los cambios en los precios del petróleo y el gas y su impacto en la economía, que se tradujeron en una reducción de 37 Mboe de reservas probadas no explotadas.

Durante 2023, las inversiones de capital de YPF para continuar con el desarrollo de reservas fueron de US\$ 2.473 millones, de los cuales US\$ 1.929 millones se asignaron a proyectos relacionados con reservas comprobadas no desarrolladas.

Al 31 de diciembre de 2023, no teníamos volúmenes significativos de reservas comprobadas no desarrolladas en campos individuales o en países que hayan permanecido no desarrolladas durante cinco años o más después de haber sido declaradas 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 2023, 2022 y 2021 abiertas por producto:

	Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre,								
	<i>(millones de barriles)</i>								
	2023			2022			2021		
	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,	606	-	606	643	-	643	483	-	483
Desarrolladas	262	-	262	322	-	322	229	-	229
No desarrolladas	344	-	344	321	-	321	254	-	254
Revisiones de estimaciones previas ⁽¹⁾	(63)	-	(63)	(72)	-	(72)	161	-	161
Extensiones y descubrimientos	75	-	75	125	-	125	76	-	76
Recuperación mejorada	17	-	17	(7)	-	(7)	*	-	*
Compra de minerales en el lugar	-	-	-	-	-	-	*	-	*
Venta de minerales en el lugar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año ⁽²⁾	(89)	-	(89)	(83)	-	(83)	(77)	-	(77)
Al 31 de diciembre, ⁽³⁾	546	-	546	606	-	606	643	-	643
Desarrolladas	263	-	263	262	-	262	322	-	322
No desarrolladas	283	-	283	344	-	344	321	-	321
<u>Compañías sobre las que se ejerce influencia significativa</u>									
Al 1 de enero,	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisiones de estimaciones previas ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recuperación mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compra de minerales en el lugar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venta de minerales en el lugar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 de diciembre, ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-

	Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre,								
	<i>(millones de barriles)</i>								
	2023			2022			2021		
	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	262	-	262	322	-	322	229	-	229
No desarrolladas	344	-	344	321	-	321	254	-	254
Total	606	-	606	643	-	643	483	-	483
Al 31 de diciembre,									
Desarrolladas	263	-	263	262	-	262	322	-	322
No desarrolladas	283	-	283	344	-	344	321	-	321
Total	546	-	546	606	-	606	643	-	643

(*) 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 prospectivamente para el cálculo de la depreciación.
- (2) La producción de petróleo para los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 incluye un estimado de 12, 12 y 11 Mbbl, respectivamente, correspondientes a pagos de regalías que constituyan una obligación financiera o sean 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 2023, 2022 y 2021, incluyen un estimado de 72, 82 y 92 Mbbl, respectivamente, correspondientes a pagos de regalías que constituyan una obligación financiera o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar.

Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre,

(millones de barriles)

	2023			2022			2021		
	Argentina	Otros en el exterior	Total	Argentina	Otros en el exterior	Total	Argentina	Otros en el exterior	Total
Líquidos de gas natural									
<u>Compañías consolidadas</u>									
Al 1 de enero,	77	-	77	64	-	64	63	-	63
Desarrolladas	36	-	36	34	-	34	32	-	32
No desarrolladas	41	-	41	30	-	30	31	-	31
Revisiones de estimaciones previas ⁽¹⁾	5	-	5	1	-	1	(5)	-	(5)
Extensiones y descubrimientos	8	-	8	27	-	27	19	-	19
Recuperación mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compra de minerales en el lugar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venta de minerales en el lugar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año ⁽²⁾	(16)	-	(16)	(15)	-	(15)	(13)	-	(13)
Al 31 de diciembre, ⁽³⁾	74	-	74	77	-	77	64	-	64
Desarrolladas	41	-	41	36	-	36	34	-	34
No desarrolladas	33	-	33	41	-	41	30	-	30
<u>Compañías sobre las que se ejerce influencia significativa</u>									
Al 1 de enero,	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisiones de estimaciones previas ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recuperación mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compra de minerales en el lugar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venta de minerales en el lugar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 de diciembre, ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre,

(millones de barriles)

	2023			2022			2021		
	Argentina	Otros en el exterior	Total	Argentina	Otros en el exterior	Total	Argentina	Otros en el exterior	Total
Líquidos de gas natural									
<u>Compañías consolidadas y compañías sobre las que se ejerce influencia significativa</u>									
Al 1 de enero,									
Desarrolladas	36	-	36	34	-	34	32	-	32
No desarrolladas	41	-	41	30	-	30	31	-	31
Total	77	-	77	64	-	64	63	-	63
Al 31 de diciembre,									
Desarrolladas	41	-	41	36	-	36	34	-	34
No desarrolladas	33	-	33	41	-	41	30	-	30
Total	74	-	74	77	-	77	64	-	64

- (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 2023, 2022 y 2021 incluye un estimado de 2, 2 y 1 Mbbl, respectivamente, correspondientes a pagos de regalías que constituyan una obligación financiera o sean 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 2023, 2022 y 2021 incluyen un estimado de 10, 11 y 8 Mbbl, respectivamente, correspondientes a pagos de regalías que constituyan una obligación financiera o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar.

Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre,									
<i>(mMpc)</i>									
	2023			2022			2021		
	Argentina	Otros en el exterior	Total	Argentina	Otros en el exterior	Total	Argentina	Otros en el exterior	Total
Gas natural									
<u>Compañías consolidadas</u>									
Al 1 de enero,	2.826	-	2.826	2.447	-	2.447	2.110	-	2.110
Desarrolladas	1.637	-	1.637	1.676	-	1.676	1.486	-	1.486
No desarrolladas	1.189	-	1.189	771	-	771	624	-	624
Revisiones de estimaciones previas ⁽¹⁾	(80)	-	(80)	(91)	-	(91)	347	-	347
Extensiones y descubrimientos	257	-	257	952	-	952	450	-	450
Recuperación mejorada	-	-	-	1	-	1	*	-	*
Compra de minerales en el lugar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venta de minerales en el lugar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año ⁽²⁾	(467)	-	(467)	(483)	-	(483)	(460)	-	(460)
Al 31 de diciembre, ^{(3) (4)}	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
<u>Compañías sobre las que se ejerce influencia significativa</u>									
Al 1 de enero,	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisiones de estimaciones previas ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recuperación mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compra de minerales en el lugar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venta de minerales en el lugar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 de diciembre, ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre,									
<i>(mMpc)</i>									
	2023			2022			2021		
	Argentina	Otros en el exterior	Total	Argentina	Otros en el exterior	Total	Argentina	Otros en el exterior	Total
Gas natural									
<u>Compañías consolidadas y compañías sobre las que se ejerce influencia significativa</u>									
Al 1 de enero,									
Desarrolladas	1.637	-	1.637	1.676	-	1.676	1.486	-	1.486
No desarrolladas	1.189	-	1.189	771	-	771	624	-	624
Total	2.826	-	2.826	2.447	-	2.447	2.110	-	2.110
Al 31 de diciembre,									
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

(*) 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 2023, 2022 y 2021 incluyen un estimado de 54, 57 y 53 mMpc, respectivamente, correspondientes a pagos de regalías que constituyan una obligación financiera o sean 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 2023, 2022 y 2021, incluyen un estimado de 292, 335 y 288 mMpc, respectivamente, correspondientes a pagos de regalías que constituyan una obligación financiera o sean 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 2023, 2022 y 2021 incluyen un estimado de 282, 299 y 337 mMpc, que se consume como combustible en el campo.

Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre,									
(Millones de barriles de petróleo equivalente)									
	2023			2022			2021		
	Argentina	Otros en el exterior	Total	Argentina	Otros en el exterior	Total	Argentina	Otros en el exterior	Total
Petróleo equivalente ⁽¹⁾									
<u>Compañías consolidadas</u>									
Al 1 de enero,	1.187	-	1.187	1.143	-	1.143	922	-	922
Desarrolladas	590	-	590	655	-	655	526	-	526
No desarrolladas	597	-	597	488	-	488	396	-	396
Revisiones de estimaciones previas ⁽²⁾	(72)	-	(72)	(87)	-	(87)	216	-	216
Extensiones y descubrimientos	127	-	127	322	-	322	176	-	176
Recuperación mejorada	17	-	17	(7)	-	(7)	*	-	*
Compra de minerales en el lugar	-	-	-	-	-	-	*	-	*
Venta de minerales en el lugar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año ⁽³⁾	(187)	-	(187)	(184)	-	(184)	(171)	-	(171)
Al 31 de diciembre, ⁽⁴⁾	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
<u>Compañías sobre las que se ejerce influencia significativa</u>									
Al 1 de enero,	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisiones de estimaciones previas ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recuperación mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compra de minerales en el lugar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venta de minerales en el lugar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 de diciembre, ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre,									
(Millones de barriles de petróleo equivalente)									
	2023			2022			2021		
	Argentina	Otros en el exterior	Total	Argentina	Otros en el exterior	Total	Argentina	Otros en el exterior	Total
Petróleo equivalente									
<u>Compañías consolidadas y compañías sobre las que se ejerce influencia significativa</u>									
Al 1 de enero,									
Desarrolladas	590	-	590	655	-	655	526	-	526
No desarrolladas	597	-	597	488	-	488	396	-	396
Total	1.187	-	1.187	1.143	-	1.143	922	-	922
Al 31 de diciembre,									
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

(*) Inmaterial (menor a 1).

(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 2023, 2022 y 2021 incluye un estimado de 24, 24 y 22 Mboe, respectivamente, correspondientes a pagos de regalías que constituyan una obligación financiera o sean 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 2023, 2022 y 2021, incluyen un estimado de 134, 153 y 151 Mboe, respectivamente, correspondientes a pagos de regalías que constituyan una obligación financiera o sean 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. Varios integrantes de la AR están registrados o afiliados a los organismos profesionales en su especialidad.
- 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 Gerencia Regional 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 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 2023, DeGolyer and MacNaughton auditó ciertas áreas no operadas y operadas por YPF en las cuencas Neuquina, del Golfo San Jorge, Austral and Cuyana de Argentina. Estas auditorías se realizaron al 31 de diciembre de 2023, y los campos que, según nuestras estimaciones, contenían en total, reservas comprobadas por aproximadamente 374 Mboe (200 Mboe eran reservas comprobadas no desarrolladas) a dicha fecha, representando aproximadamente 35% de nuestras reservas comprobadas y 42% de nuestras reservas comprobadas no desarrolladas en Argentina al 31 de diciembre de 2023.

Como requisito, de conformidad con las Resoluciones N° 324/2006 y N° 69/2016 de la Subsecretaría de Hidrocarburos de Argentina, 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 Subsecretaría de Hidrocarburos de Argentina, 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. Hemos presentado el informe correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y las estimaciones de nuestras reservas de petróleo y gas presentadas ante la Subsecretaría de Hidrocarburos son significativamente superiores a las estimaciones de nuestras reservas comprobadas de petróleo y gas incluidas en el presente Prospecto, debido principalmente a que: (i) la información presentada ante la Subsecretaría de Hidrocarburos incluye todas las propiedades de las que somos operadores, independientemente del nivel de participación en dichas propiedades; (ii) la información presentada ante la Subsecretaría de Hidrocarburos 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 condensados), 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			
<i>(Mbb)</i>			
	2023	2022	2021
Producción de petróleo crudo y condensado ⁽¹⁾			
<u>Sociedades consolidadas</u>			
América del Sur			
Argentina	89	83	77
Total Producción de petróleo y condensado ⁽²⁾	89	83	77
Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre			
<i>(Mbb)</i>			
	2023	2022	2021
Producción de Líquidos de gas natural ⁽¹⁾			
<u>Sociedades consolidadas</u>			
América del Sur			
Argentina	16	15	13
Total Producción de Líquidos de gas natural ⁽³⁾	16	15	13
Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre			
<i>(mMpe)</i>			
	2023	2022	2021
Producción de gas natural ⁽¹⁾			
<u>Sociedades consolidadas</u>			
América del Sur			
Argentina	414	423	403
Total Producción de gas natural ^{(4) (5)}	414	423	403
Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre			
<i>(Mboe)</i>			
	2023	2022	2021
Producción de petróleo equivalente ^{(1) (6)}			
<u>Sociedades consolidadas</u>			
Petróleo y condensado	89	83	77
Líquidos de gas natural	16	15	13
Gas natural	74	75	72
Total Producción de petróleo equivalente	179	173	162

- (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 18,4% de nuestras reservas comprobadas totales, medidas en barriles equivalentes de petróleo crudo. En estos yacimientos, para los años finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, la producción de petróleo crudo y condensado fueron de 11, 11 y 9 Mbb, respectivamente; la producción de Líquidos de gas natural fue de 4, 5 y 4 Mbb, respectivamente; y la producción de gas natural fue de 65, 71 y 80 mMpc, respectivamente.
- (2) La producción de petróleo crudo para los años finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 incluye un estimado de 12, 12 y 11 Mbb, respectivamente, correspondientes a regalías que constituyan una obligación financiera, o sean 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 2023, 2022 y 2021 incluye un estimado de 2, 2 y 1 Mbb, respectivamente, correspondientes a regalías que constituyan una obligación financiera, o sean 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 2023, 2022 y 2021 incluye un estimado de 54, 57 y 53 mMpc, respectivamente, correspondientes a regalías que constituyan una obligación financiera, o sean 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 incluidos en "Información de la Emisora - Reservas de Petróleo y Gas" 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 crudo que producimos en Argentina varía según el área geográfica. Casi la totalidad del petróleo crudo 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 nuestra unidad de negocios 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:

	<u>Total</u>	<u>Argentina</u> <i>US\$/boe</i>	<u>Resto de</u> <u>Sudamérica</u>
Costo de producción y precio de venta ⁽¹⁾			
Año 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>	<u>-</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	-
Año 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>	<u>-</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	-
Año 2021			
Costo de extracción (Lifting costs)	11,7	11,7	-
Tributos y similares ⁽²⁾	0,5	0,5	-
Otros costos ⁽⁴⁾	1,0	1,0	-
Costo promedio de producción	<u>13,2</u>	<u>13,2</u>	<u>-</u>
Precio promedio de venta del petróleo	53,7	53,7	-
Precio promedio de venta de líquidos de gas natural	40,8	40,8	-
Precio promedio de venta del gas natural ⁽³⁾	20,6	20,6	-

(1) Los montos se reportan sobre la base de las ventas.

(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 5,3 US\$/boe, 5,5 US\$/boe y 4,9 US\$/boe para los años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

(3) Incluye los ingresos provenientes de programas de estímulo que apuntan a impulsar la producción de gas natural en Argentina. Véase la Nota 35.d.1) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

(4) Incluye (0,9) US\$/boe, (1,0) US\$/boe y (0,9) US\$/boe para los años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente, correspondientes a la implementación de la NIIF 16 "Arrendamientos". Véase la nota 2. b.4) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Downstream

Durante el año 2023, nuestras actividades de Downstream incluyeron la refinación y el transporte de crudo y la comercialización y transporte de lubricantes, GLP, y combustibles refinados, así como de otros productos derivados del petróleo, en los mercados, mayorista y minorista locales, y en ciertos mercados de exportación.

Durante el año 2023, el segmento de Downstream fue organizado en las siguientes divisiones:

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

Comercializamos una amplia gama de productos derivados de la refinación del petróleo y petroquímicos en todo el territorio argentino mediante una amplia red de vendedores, distribuidores independientes, distribuidores propios, así como un extenso sistema de distribución minorista. Además, exportamos productos derivados de la refinación, principalmente desde el puerto de la ciudad de La Plata en la provincia de Buenos Aires y crudo a través de nuestros oleoductos en la provincia de Neuquén. Entre los productos derivados de la refinación del petróleo que comercializamos se incluyen: gasolina, gasoil, aerokerosene, kerosén, fuel oil y otros productos derivados del petróleo, como aceites de motor, lubricantes industriales, GLP y asfalto.

División Refino

Somos la principal refinería de Argentina, con más del 50% de la capacidad total de refinación del país. Además, operamos con altas tasas de utilización en nuestras 3 refinerías de propiedad absoluta:

- Refinería La Plata, ubicada en la provincia de Buenos Aires.
- Refinería Luján de Cuyo, ubicada en la provincia de Mendoza.
- Refinería Plaza Huinul, ubicada en la provincia de Neuquén (denominadas en forma conjunta las “refinerías”).

Nuestras tres refinerías tienen una capacidad de refinación total de 119,7 Mbbbl (328,1 mbbbl/d.) Estas ubicadas estratégicamente a lo largo de nuestros oleoductos y de nuestros sistemas de distribución por ductos. En 2023, nuestra producción de petróleo crudo fue principalmente destinada a nuestras refinerías, representando aproximadamente el 79,1% del total del petróleo crudo procesado por nuestras refinerías. El petróleo crudo procesado restante se compra a terceros. También mantenemos una participación del 50% en refinería del Norte S.A. (“Refinor”), entidad controlada conjuntamente con Hidrocarburos del Norte S.A (empresa de propiedad total de Integra Capital S.A) que tiene una capacidad de refinación de 26,1 mbbbl/d, en la provincia de Salta, conocida como Campo Durán.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2023		2022		2021	
	Procesado (mbbl/d)	Utilización (%)	Procesado (mbbl/d)	Utilización (%)	Procesado (mbbl/d)	Utilización (%)
Refinería La Plata	169,6	89,8%	164,6	87,1%	153,1	81,0%
Refinería Luján de Cuyo	105,0	92,2%	104,0	91,3%	100,7	88,4%
Refinería Plaza Huinul	19,8	78,5%	16,9	67,1%	16,4	65,1%
Total	294,4	89,7%	285,5	87,0%	270,2	82,4%

El petróleo crudo procesado en nuestras refinerías durante 2023 fue el procesamiento más alto desde 2016 y la producción de gasolina y destilados medios (como el diésel y aerokerosene) fue la más alta desde 2007.

		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
		2023	2022	2021
Crudo procesado	Mboe	107,5	104,2	98,6
Materia prima	Mboe	3,8	3,7	3,9
Crudo procesado / Materia prima	Mboe	111,3	107,9	102,5
Producción				
Gasoil	Mboe	46,8	45,0	43,6
Nafta	Mboe	27,8	27,0	24,0
Nafta petroquímica	Mboe	9,1	8,5	8,9
Aerokerosene	Mboe	6,4	5,7	2,8
Aceites base	Mboe	0,9	0,8	1,2
Fuel oil	mtn	147,7	229,5	390,2
Coque	mtn	920,7	885,1	878,3
LPG	mtn	704,1	644,0	636,8
Asfalto	mtn	85,8	72,0	146,2

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 189,0 mbbbl/d de crudo por día calendario. Esta refinería 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 hidrotreatmento de nafta de coque, una unidad de platforming, dos unidades de hidro terminado de gasoil, un hidro tratador de gasolina, una unidad de isomerización, una unidad de fraccionamiento y desulfuración de nafta de Cracking Catalítico Fluido, un complejo de lubricantes, y además un complejo petroquímico que genera MTBE, TAME y componentes aromáticos que son agregados a las gasolinas y otros productos químicos para la venta. Durante 2023, el revamping en la unidad de Topping D y el nuevo desalador fueron terminados, lo que permite el procesamiento de una mayor producción de petróleo. Además, durante 2023 se realizaron paradas de mantenimiento de planta de los complejos lubricantes Topping D-Vacío, Coque B y Topping D.

El crudo procesado en la refinería La Plata, del cual el 73,8% fue producido por YPF en 2023, es originado principalmente de la cuenca Neuquina y la cuenca Golfo San Jorge. Los suministros de crudo 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 tiene una capacidad nominal de 113,9 mbbbl/d, lo que la convierte en la segunda entre las refinerías con mayor capacidad de Argentina. Esta refinería 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 ETBE, una unidad de isomerización, una unidad de alquilación, un separador de nafta, una unidad de cracking catalítico fluido, una unidad de hidrotreatmento de nafta y dos unidades de hidrotreatmento de gasoil. Durante 2023, las operaciones de procesamiento de la refinería de Luján de Cuyo se vieron afectadas por las paradas de mantenimiento de las unidades Isomax, Coque I, Topping III e Hidrógeno. Además, el progreso en la modernización de la unidad Topping III permitirá procesar un mayor contenido de producción de petróleo de esquisto para 2024.

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 petrolíferos para abastecer el consumo interno de las provincias centrales y del noroeste de Argentina. La refinería Luján de Cuyo recibe suministros de crudo de las cuencas Neuquinas y Cuyana por oleoducto, directamente en sus instalaciones. En 2023, 85,9% del crudo procesado en la refinería Luján de Cuyo fue producido por nosotros.

La refinería Plaza Huincul, ubicada en la provincia de Neuquén, posee una capacidad instalada de 25,2 mbb/d. Actualmente, los únicos productos que se producen en esta refinería son nafta, gasoil y aerokerosene, que se venden principalmente en las zonas aledañas y en las regiones del sur de Argentina. En la medida en que la producción exceda la demanda local, los productos más pesados se mezclan con el crudo y se transportan por oleoducto desde la refinería Plaza Huincul hasta la refinería La Plata para su posterior procesamiento. La refinería Plaza Huincul recibe sus provisiones de crudo desde la cuenca Neuquina vía oleoducto. Durante 2023, continuamos trabajando en una nueva planta de estabilización de gasolina y un horno, que permitirán un mayor flujo de producción de petróleo de esquisto con finalización prevista para finales de 2024.

En cuanto a las inversiones relacionadas con las nuevas especificaciones para el contenido de azufre en los combustibles, establecidas por la Resolución SE N° 576/2019, y modificada por la Resolución SE N°492/2023 (ver Nota 35 b 2) a los Estados Financieros Consolidados Auditados) durante 2023, continuamos trabajando en la refinería de Luján de Cuyo para mejorar la calidad del gasoil (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); mientras que en la refinería de La Plata se completó la renovación de la magnaforming y la nueva planta de hidrot ratamiento de nafta de coque ("HTNC").

Los biocombustibles son uno de los principales suministros para la producción de naftas y gasoil. En agosto de 2021, la Ley No. 27.640, estableció los porcentajes de biocombustibles que debían mezclarse con la nafta y con el gasoil y cuya vigencia se fijaba hasta el 31 de diciembre de 2030. La gasolina requiere una mezcla de etanol del 12,0%, mientras que el porcentaje del diésel es una mezcla del 7,5% de ésteres metílicos de ácidos grasos ("FAME"). Durante 2023, la industria enfrentó problemas de suministro que se tradujeron en menores tasas de aditivación de FAME, lo que fue advertido a la SE.

Nuestras refinerías están certificadas bajo las normas de la Organización Internacional de Normalización ("ISO"). Véase "Políticas de la emisora—Sustentabilidad—Asuntos ambientales en Argentina".

Durante 2023, 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) representaron el 38,4% del consumo eléctrico de la Refinería Luján de Cuyo y el 2,6% de la Refinería La Plata. Véase "—Gas y Energía—Operaciones de energía—El mercado argentino de generación eléctrica".

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 e independientes de YPF, y un amplio sistema de distribución minorista.

Nuestra división de Marketing suministra nafta, gasoil, JET A-1 fuel, lubricantes, asfalto, GLP y otros productos refinados y petroquímicos derivados de petróleo en Argentina y en otros países de la región. Trabajamos con numerosas industrias, incluidos Retail, transporte, minería y agro.

En 2023, los principales segmentos de crecimiento fueron los de minería, petróleo y gas y transporte (a través de estaciones de servicio y empresas de transporte de pasajeros) y el gasoil fue el producto más vendido en volumen de YPF.

En 2023 YPF mantuvo su posición de liderazgo en Argentina, con una participación de mercado de 56,8% para combustibles líquidos.

YPF vende dos tipos de gasolina: (i) Infinia, una nafta premium de 98 octanos, y (ii) Super, una nafta regular de 95 octanos. El mix premium obtenido en 2023 (29,0%) disminuyó un 2,3% respecto al promedio anual de 2022 (31,3%).

De acuerdo a información proporcionada por la SE, la participación de mercado de nuestras naftas Infinia y Super fue de 58,8% y 53,7%, respectivamente, al 31 de diciembre de 2023, comparado con el 59,6% y 51,5%, respectivamente, al 31 de diciembre de 2022.

Respecto al gasoil, según la SE, nuestra participación de mercado del gasoil de 500 y 800 partes por millón ("ppm") de azufre y 10 ppm de Infinia diesel correspondieron al 56,5% y 62,1%, respectivamente, al 31 de diciembre de 2023, en comparación con el 54,5% y el 62,1%, respectivamente, al 31 de diciembre de 2022. Finalmente, nuestro volumen de ventas de Infinia diesel alcanzó el 29,6% de los volúmenes totales de ventas de gasoil, en comparación con el 32,4% en 2022.

La siguiente tabla proporciona los volúmenes de ventas de combustibles líquidos de YPF en el mercado interno:

Volumen de ventas	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			(%)	
	(mm3)			2023 vs 2022	2023 vs 2021
	2023	2022	2021		
Nafta Super	4.356	3.974	3.612	9,6%	20,6%
Nafta Infinia	1.707	1.706	1.439	- ⁽¹⁾	18,6%
Gasoil (500 and 800 ppm)	6.416	6.127	5.796	4,7%	10,7%
Infinia diesel (10 ppm)	2.579	2.754	2.261	(6,4%)	14,0%
Total	15.057	14.561	13.108	3,4%	14,9%

⁽¹⁾ Cifras menores a 1.

Durante 2023, nuestros competidores permanecieron activos en comunicación, promociones, acciones de fidelización y descuentos bancarios. Para mejorar la lealtad a la marca, YPF lanzó campañas con el objetivo de posicionarse en las siguientes características: calidad de proximidad, innovación, vanguardia, trayectoria y ser un motor de la economía nacional argentina. A lo largo de 2023, 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.

Desde el punto de vista de la digitalización, YPF continuó enfocándose en impulsar la aplicación YPF, que ya se ha posicionado como uno de los métodos de pago más utilizados dentro de las estaciones de servicio con una penetración del 15,1%. y la inclusión de nuevas funcionalidades que mejoren la experiencia de nuestros clientes. La aplicación de YPF permite no solo agilizar el proceso de pago para los clientes, sino que también para centralizar los beneficios y descuentos, sacar turnos en YPF Boxes y realizar pedidos en tiendas Full para retirarlo sin esperar en la fila.

A partir de 2023, la Compañía decidió agrupar las unidades de negocio en (i) la unidad Business-to-Customer ("B2C"), (ii) la unidad Business-to-Business ("B2B"), (iii) la unidad LPG y (iv) la unidad de Química, centrándose 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 sostenibilidad, 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 de tiendas ("Full").

Unidad Retail

Al 31 de diciembre de 2023, la red de ventas de la unidad de Retail en Argentina consistía en 1.679 estaciones de servicio minoristas activas, de las cuales 157 son operadas por Operadora de estaciones de servicio ("OPESA"), nuestra subsidiaria de propiedad absoluta, 137 son operadas por el Automóvil Club Argentino ("ACA"), mientras que el resto son operadas por terceros.

Según nuestras estimaciones, al 31 de diciembre de 2023, fuimos el principal distribuidor de combustibles en Argentina, con el 35,5% de las estaciones de servicio de Argentina. Durante 2023 nuestra participación en el mercado de gasoil y naftas se incrementó el 0,1 pp de 56,8% a 56,9% comparado con diciembre 2022.

Durante 2023, continuamos con el proyecto de "transformación de la red", que permitió la instalación de una nueva imagen de 201 estaciones de servicio superando nuestro objetivo anual en un 93,3%. Adicionalmente la estación de servicio "CABA Figueroa Alcorta", fue reinaugurada, esta estación de servicio responde a un nuevo modelo de negocio centrado en el enriquecimiento de la experiencia del cliente, con la sostenibilidad, la tecnología y la innovación como sus principales pilares, que incluye propuestas de autogestión y operación asistida tanto en la estación de servicio como en la tienda.

Con respecto a nuestra red, inauguramos 28 estaciones de servicio, lo que tuvo un impacto en 25 distritos y 13 provincias; el 71,4% de estas estaciones de servicio son nuevas construcciones. Continuamos con el plan de infraestructura e invertimos aproximadamente US\$ 24 millones en renovación de imagen, bombas, tanques, tiendas "Full", puntos de lubricantes, tele mediciones y remodelaciones en estaciones de servicio propiedad de YPF.

A lo largo de 2023, YPF renovó con éxito el 97,4% de sus contratos vencidos con terceros propietarios de estaciones, lo que nos permitió mantener una posición de liderazgo en el mercado.

En cuanto a la relación con nuestras estaciones de servicio de terceros, continuamos con el programa +YPF que premia a quienes logran su mejor desempeño de servicio con mejor rendimiento.

Unidad Tiendas ("Full")

La unidad de Tiendas de YPF es una franquicia que comprende 900 tiendas. De estas, operamos 158 a través de OPESA, mientras que 742 son operados 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 la unidad Tiendas ("Full") es la expansión. y nuestro objetivo es transformar todas las tiendas de nuestras estaciones de servicio en franquicias Full. La apertura de la tienda completa "CABA Figueroa Alcorta", en la ciudad Autónoma de Buenos Aires fue un hito en 2023. El número de tiendas aumentó un 17,0% en comparación con 2022 (131 tiendas adicionales en 2023).

Durante 2023, 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 2023, las tiendas YPF vendieron 234 millones de unidades distribuidas en más de 2.000 unidades de mantenimiento de stock ("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. Las ventas de las tiendas, medidas como unidades vendidas, aumentaron un 24,9% en comparación con 2022.

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 de la industria, 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 de Agro, (ii) Unidad de Industria, (iii) Unidad de Transporte, (iv) Unidad de Aviación, y (v) Unidad de Lubricantes y Especialidades Latam.

Unidad Agro

La unidad Agro ofrece una amplia cartera de productos y servicios. Durante 2023 esta unidad se enfocó en continuar acercándose a los agricultores, al estar presente desde la siembra inicial hasta la cosecha final y mantener la excelencia operativa en toda su red.

Esta estrategia se llevó a cabo a través de una red de 103 distribuidores exclusivos, 6 de los cuales son operados directamente por YPF. En 2023 inauguramos una base propia ubicada en la ciudad de Tres Arroyos en la Provincia de Buenos Aires, que funciona como centro comercial, de innovación y desarrollo. Esta red está presente en 19 provincias argentinas, abarcando todas las áreas agro-productivas, ofreciendo un portafolio agro completo que incluye combustibles, semillas, nutrición de cultivos y productos de protección de cultivos, lubricantes y bolsas de ensilado.

Con el fin de ser un punto de referencia en la industria y mantenerse cerca de los productores agrícolas, manteniendo un portafolio constantemente renovado de productos y condiciones comerciales para el intercambio de granos. Al mismo tiempo, la unidad agrícola ha estado desarrollando y promoviendo prácticas agronómicas sostenibles. Los volúmenes de venta de fertilizantes y fitosanitarios disminuyeron en 13,6% en comparación con 2022. Además, nuestra participación en el mercado de fertilizantes, según nuestra estimación, fue del 17,6% comparado con el 15,6% en 2022.

YPF desarrolló el financiamiento de cultivos con instrumentos tales como tarjetas de crédito con bancos locales, por más de US\$ 940 millones. Nosotros aceptamos distintos cereales en parte de pago (canje), especialmente soja, pero también maíz, arroz, trigo, sorgo, cebada y algodón. Algunas de las semillas de soja son procesadas por terceros para obtener aceite de soja, harina y cáscara que exportamos. Al 31 de diciembre de 2023, los ingresos de estas exportaciones representaron US\$ 77 millones, una disminución del 88,7% en comparación con 2022. y comercializamos 1,0 millones de toneladas de granos (principalmente soja) una disminución del 45,1% respecto de 2022, ambas variaciones se explican por la sequía.

Unidad Industria

La unidad Industria suministra a todos los sectores de la industria nacional, que requieran un amplio portafolio de productos y servicios para satisfacer las necesidades de sus clientes. Suministramos productos tales como combustibles (gasoil, naftas, aerokerosene, 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 (más de 600 clientes directos), o a través de una red de 16 distribuidores industriales con cobertura nacional (minería, petróleo y gas y asfaltos).

Nuestro propósito en la división industria es promover eficientemente la cadena de suministro, ofreciendo soluciones energéticas a través de suministros y servicios. Además, suministramos el 100% de los combustibles que DAPSA y GULF comercializan en sus 259 estaciones de servicio minoristas, lo que representa el 3,5% del mercado total.

Unidad de transporte

Nuestra unidad de Transporte provee combustibles (gasoil y gasolina), lubricantes y urea automotriz, ya sea directamente desde nuestra estrategia basada en la cercanía con nuestras refinerías al punto de consumo (más de 8.800 clientes directos y el desarrollo de soluciones innovadoras a la medida), o a través de nuestra red de estaciones de servicio para aquellos clientes miembros de YPF Ruta, una solución integral para la gestión de todo tipo y tamaño de flotas de cualquier actividad.

En cuanto a la App YPF Ruta lanzada en 2022, hemos logrado una penetración del 5,1% del total de transacciones en tan solo un año, optimizando la operación en el punto de venta y mejorando significativamente la experiencia del usuario, al digitalizar el proceso de venta.

Unidad de Aviación

Nuestra unidad de Aviación provee Jet A-1 en 49 aeropuertos y AvGas 100LL en 39 aeropuertos de Argentina.

En 2023, la actividad de YPF en el segmento de aviación se recuperó 16,7% respecto a 2022. Nuestra cuota de mercado para el combustible para aviones fue del 56,0%. En cuanto a nuestras operaciones en el exterior, en Paraguay, la marca YPF está presente en tres aeropuertos, donde nuestra participación de mercado fue del 70,5% en 2022. En Chile, nuestra participación de mercado fue del 17,9% con presencia en 1 aeropuerto.

Unidad Lubricantes y Especialidades

En la unidad de Lubricantes y Especialidades Latam, fabricamos una amplia gama de productos que incluyen lubricantes de aceite para motor, de servicio pesado e industriales para comercialización en los mercados minoristas, mayoristas e industriales a través de una red de comerciantes y distribuidores. Hemos desarrollado nuestra red de lubricantes en Argentina, YPF Boxes, con 415 puntos de venta en todo el país. En el complejo industrial de La Plata, operamos una instalación de fabricación donde producimos lubricantes, para el mercado interno y externo. Nuestra línea de lubricantes para automóviles, incluidos los aceites minerales y sintéticos, han recibido la aprobación y la recomendación de 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 2023, nuestras ventas de lubricantes aumentaron el 0,7% comparado con 2022. Las exportaciones disminuyeron el 0,5% comparado con 2022 principalmente debido al conflicto entre Rusia y Ucrania, que afecta el suministro internacional de materias primas. Exportamos a Brasil y Chile a través de nuestras empresas controladas. El volumen de ventas a YPF Brasil aumentó un 41,0% en comparación con 2022, mientras que el volumen de ventas a YPF Chile disminuyó un 10,9% en comparación con 2022. También exportamos a nuestra red de distribuidores ubicados en Bolivia, Uruguay y Paraguay, donde el volumen aumento un 28,9% en comparación con 2022.

La estrategia de YPF es continuar su liderazgo en el desarrollo de lubricantes, cumpliendo con los requisitos de los fabricantes de equipos originales ("OEM") de última generación para las necesidades de protección y rendimiento, tanto en vehículos de pasajeros como pesados.

Durante 2023 completamos la familia ELAION con productos mainstream ("PCMO"), que comenzó en 2022 con su marca premium ELAION AURO.

Nuestra participación de mercado al 31 de diciembre de 2023 fue del 36,6%, una disminución de 0,4 pp respecto del 31 de diciembre de 2022, según la información proporcionada por la SE.

Las ventas de nuestra línea PCMO, ELAION, en el mercado doméstico alcanzaron los 11.563 m3 en 2023, un aumento del 4,2% comparado con 2022. Con respecto a nuestra línea de lubricantes de motor de servicio pesado ("HDMO"), "Extravida" en 2023 aumentaron un 2,6% comparado con 2022. El volumen de ventas de Azul 32, un producto utilizado en vehículos que cumple con el estándar de emisión "Euro 5" para reducir las emisiones de gases, disminuyó un 4,4% comparado con 2022.

Nuestros controles de calidad garantizan que el producto llegue al cliente en condiciones óptimas y cumpla con los estrictos estándares. 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. Además, YPF ha obtenido para el producto Azul 32 una certificación API como parte del Programa de Certificación de Líquido 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

En materia de GLP, se gestiona el negocio mayorista cuya actividad abarca tanto la logística como la comercialización del producto en el mercado interno y externo. El abastecimiento de GLP se realiza desde las plantas y refinerías de procesamiento de gas natural o a través de compras a terceros.

En el mercado interno, vendemos GLP principalmente a distribuidores, los cuales abastecen el mercado minorista nacional. La unidad GLP no abastece directamente al mercado minorista, este suministrado por nuestra asociada YPF Gas S.A. Durante 2023, vendimos el 23,4% de nuestra producción de GLP a YPF Gas S.A. en el mercado interno.

En 2023 las ventas de GLP alcanzaron las 608,9 mtn, comparados con las 590,9 mtn en 2022. En 2023, 362,6 mtn del total de ventas se vendieron en el mercado interno, comparados con 377,0 mtn en 2022. Nuestros principales clientes en el mercado doméstico 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 2023 alcanzaron 246,3 mtn, comparado con 213,9 mtn en 2022. 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, ducto y barcasas.

La producción y las compras a terceros de GLP se detallan en la siguiente tabla:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023	
<i>(mtn)</i>	
Producción y compras	
LPG de plantas de procesamiento de gas natural:⁽¹⁾	
El Portón	57,0
San Sebastián	14,2
Loma Negra	14,0
Estación Fernandez Oro	14,5
Total Upstream	99,8
LPG de refinерías y plantas petroquímicas:	
Refinería La Plata	326,1
Refinería Luján de Cuyo	116,2
CIE	30,4
Total refinерías y plantas petroquímicas ⁽²⁾	472,8
LPG comprado a negocios conjuntos ⁽³⁾	-
LPG comprado a partes no relacionadas	54,8
Total	627,4

(1) Las plantas de San Sebastián, El Portón, Loma Negra y Estación Fernandez Oro son 100% de nuestra propiedad.

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

(3) Refinor produjo 54,9 mtn de GLP en 2023.

En cuanto a los precios de venta, el mercado local de butano está regulado por el gobierno argentino y durante 2023 el incremento de precios acumulado fue de 90,1%. En el caso del propano, los precios locales publicados por la SE refieren a la paridad de exportación.

Unidad Química

Somos uno de los principales productores petroquímicos de Argentina según el Instituto Petroquímico Argentino. Los productos petroquímicos se producen en las unidades productivas de los complejos 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 eficaz de los subproductos, como el hidrógeno, y suministro de aromáticos para incrementar los niveles de octanaje en las naftas.

Los principales productos petroquímicos y la capacidad de producción fueron los siguientes:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
2023	
<i>(toneladas por año)</i>	
Capacidad	
CIE	
BTX (benceno, tolueno, xilenos mezclados)	526.000
Ortoxileno	25.000
Ciclohexano	95.000
Solventes	66.100
MTBE	60.000
Buteno I	25.000
TAME	105.000
LAB	52.000
LAS	32.000
PIB	26.000
Anhídrido maleico	17.500
Propileno	120.000
Plaza Huincul	
Metanol	411.000
Luján de Cuyo	
Propileno	100.000

El gas natural, materia prima para la producción de metanol, es provisto por nuestro segmento de Upstream. El uso de gas natural como materia prima nos permite monetizar reservas, evidenciando la integración entre la unidad de Química y el segmento de negocios Upstream.

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 2023, 2022 y 2021, el 68,2%, 85,8% y 77,1%, respectivamente, de nuestras ventas de petroquímicos (incluido el propileno) se llevaron a cabo 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 de la Plata en el CIE y la planta de metanol en la refinería Plaza Huincul están certificadas bajo las normas ISO; véase "Políticas de la emisora—Sustentabilidad— Asuntos ambientales en Argentina". Las certificaciones ISO para cada planta cubren los siguientes procesos:

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

Adicionalmente, la planta petroquímica La Plata en la CIE ha sido certificada bajo el Programa de cuidado responsable del medio ambiente "PCRMA" por cinco años consecutivos (2019 - 2023). PCRMA es un programa voluntario que promueve la mejora continua en las áreas de seguridad, salud ocupacional y medio ambiente en la industria química.

Durante el 2023, la producción de etanol se vio afectada por la parada de la unidad ubicada en la refinería Plaza Huincul.

División Logística

Contamos con una red de 5 oleoductos principales disponibles para nuestro uso, 3 de los cuales son de nuestra propiedad en su totalidad. La red de transporte de crudo incluye alrededor de 2.800 km de cañerías con una capacidad de transporte total de productos de 646.121 bbl. Tenemos una capacidad de almacenamiento de crudo de 7 Mbbl y poseemos terminales en cinco puertos argentinos.

La información, de acuerdo a nuestra información interna, con respecto a nuestra participación en nuestra red de oleoductos operativos se indica en el cuadro siguiente:

De	A	Participación de YPF	Longitud (km)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 (boe/d)	
				Capacidad diaria	
Puesto Hernández	Refinería Luján de Cuyo	100%	528	99.630	(1)
Puerto Rosales	Refinería La Plata	100%	585	326.541	
Refinería La Plata	Dock Sud	100%	52	141.006	(2)
Loma Campana	Lago Pellegrini	85%	88	12.586	(3)
Brandsen	Campana	-	-	-	(4)
Puesto Hernández / Plaza Huincul / Allen	Puerto Rosales	37%	888	301.910	(5)

(1) Durante 2023 se incrementó la capacidad con la puesta en marcha de la nueva estación cabecera Puesto Hernández.

(2) Ampliación del gasoducto de la refinería Puerto Rosales - La Plata.

(3) Poseemos el 85% de Oiltanking Ebytem S.A., operador del oleoducto.

(4) En septiembre de 2022, Oiltanking Ebytem S.A, dejó de ser el operador del gasoducto y transfirió la concesión a Pan American Energy S.L

(5) Poseemos el 37% de Oleoductos del Valle S.A., operador del oleoducto. El gasoducto principal es un doble gasoducto de 513 km que conecta la cuenca neuquina y Puerto Rosales en la provincia de Buenos Aires. Durante 2023, la capacidad se incrementó en 75.480boe/d, en el marco de un proyecto destinado a duplicar su capacidad de evacuación.

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

En junio 2019 alcanzamos un hito importante con el inicio de la operación del oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini. Este oleoducto permite la evacuación de crudo convencional y no convencional de la formación Vaca Muerta. El oleoducto es propiedad de OLCLP, una empresa propiedad de YPF (85%) y Tecpetrol (15%), y operada por una tercera compañía, Oleoductos del Valle S.A. ("Oldelval"). Poseemos el 33,15% de Terminales Marítimas Patagónicas S.A., operador de dos 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 ("OTE"), operador 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 total de 1.620.000 m3. Tres de nuestras plantas para almacenaje y distribución se encuentran anexadas a las refinerías de Luján de Cuyo, La Plata y Plaza Huincul. Diez de nuestras plantas para almacenaje y distribución tienen conexiones marítimas o fluviales. Operamos 50 aeroplantas, 40 de ellas son propiedad de YPF en su totalidad, con una capacidad de 22.500 mm3; 141 surtidores manuales y 13 expendedoras automáticas. Esas instalaciones ofrecen un sistema de distribución flexible en todo el país y nos permiten facilitar las exportaciones a mercados extranjeros, en la medida permitida conforme a las reglamentaciones gubernamentales. Los productos se despachan por una flota exclusiva de camiones cisterna de terceros de 2.400 unidades.

Adicionalmente, durante 2023 se completó la nueva estación cabecera Puesto Hernández y se inició a operar. La repotenciación de esta estación matriz incrementó el transporte de crudo a la refinería de Luján de Cuyo. Las inversiones para la continuidad de las operaciones se llevaron a cabo principalmente asociadas con cambios de tramos de tuberías y su mantenimiento, y la reparación de tanques en diferentes terminales de despacho.

División Trading

Nuestra División Trading vende crudo y productos refinados a clientes nacionales e internacionales, y compra crudo a compañías petroleras nacionales y productos refinados a compañías internacionales. Las exportaciones incluyen crudo, gasoil, fuel oil, GLP, nafta liviana, nafta virgen, MTBE, coque verde y aceite decantado.

La división de Trading exporta desde la ciudad de La Plata en la provincia de buenos aires a diferentes países principalmente a Chile, Brasil y China, entre otros. La siguiente tabla muestra, para los periodos indicados las ventas a clientes internacionales:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	<i>(Mbb)</i>		
	2023	2022	2021
Exportaciones			
Petróleo crudo	4,1	0,4	0,6
Productos refinados	4,8	4,7	4,7
Combustibles marítimos	1,7	1,9	1,5
Total	10,6	7,0	6,8

Durante el segundo trimestre de 2023, YPF reanudó las exportaciones de crudo a Chile, luego de una pausa de 18 años, debido a la exitosa reactivación del gasoducto trasandino. Los ingresos de esta operación, durante 2023, representaron US\$ 325 millones.

En 2023, continuamos suministrando nafta virgen y butano a Brasil totalizando un volumen anual entregado de 0,93 Mbb. La cantidad total se compone de 0,33 Mbb respectivamente. Además, ampliamos nuestra presencia en el mercado al agregar nuevos contratos celebrados en 2022 para clientes de coque de petróleo en el mercado de exportación chino.

La siguiente tabla muestra las ventas al mercado local:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	<i>(Mbb)</i>		
	2023	2022	2021
Mercado local			
Petróleo crudo	1,2	0,8	0,6
Combustibles marítimos	1,0	1,0	0,9
Total	2,2	1,8	1,5

Además, las importaciones de gasoil bajo en azufre, nafta, AvGas, entre otros, totalizaron 10,9 Mbb en 2023, aumentando 10,9% en comparación con los 9,9 Mbb en 2022. Estados Unidos, Italia y Países bajos fueron los principales países de origen de estas importaciones.

Las importaciones de fertilizantes y agroquímicos totalizaron 0,6 millones de toneladas en 2023 comparado con 0,4 millones de toneladas en 2022 (un aumento de 47,2%) China, Egipto, y Nigeria fueron los principales países de origen de estas importaciones.

División de Midstream Oil

A través de Oleoducto Transandino Argentina S.A. y Oleoducto Transandino Chile S.A., una participación del 36% y 36%, respectivamente, en el oleoducto trasandino de 428 km de longitud, que transportaba petróleo crudo desde Argentina a Chile. Este oleoducto dejó de operar el 29 de diciembre de 2005, como consecuencia de la interrupción de las exportaciones de crudo como consecuencia de la disminución de la producción en el norte de la provincia de Neuquén.

Debido al aumento de la producción de petróleo no convencional argentino, trabajamos en la revisión del oleoducto trasandino, y en el segundo trimestre de 2023 este oleoducto reinició el transporte de crudo. Durante el año 2023, YPF transportó 4,0 Mbb de su producción a través de este oleoducto. Se requieren gastos de capital en el segmento midstream para continuar mejorando el transporte de petróleo crudo a través de este oleoducto. Una gran parte de estas inversiones se realiza a través de nuestras filiales de midstream, como OTE.

En 2022, YPF firmó un acuerdo con Oldelval, para contratar capacidad firme para transportar hidrocarburos líquidos por 12.526 m3/d hasta noviembre de 2037, a través del cual Oldelval incorpora, a partir de 2025, capacidad de transporte de hidrocarburos líquidos en el gasoducto Allen - Puerto Rosales por 50.000 m3/d adicionales a la capacidad de transporte base actual de 36.000 m3/d.

Adicionalmente, en 2022, YPF presentó a OTE, una oferta irrevocable para contratar capacidad firme de almacenamiento y despacho a buques de hidrocarburos líquidos por 8.000 m3/d hasta noviembre de 2037, mediante la cual OTE incorpora, a partir de 2025, capacidad de despacho a buques de hidrocarburos licuados por 50.000 m3/d adicionales a la actual capacidad de despacho base de 10.900 m3/d.

En 2023 continuamos trabajando en la construcción del gasoducto La Amarga Chica - Puesto Hernández ("Oleoducto Vaca Muerta Norte" u "OVMN"). El OVMN es un nuevo oleoducto de 151 km con una capacidad de 25.000 m3/d (capacidad adicional de 15.000 m3/d en tramos intermedios) y garantizará el abastecimiento de la refinera de Luján de Cuyo y aumentará las exportaciones de crudo a Chile. En febrero de 2023, YPF S.A. obtuvo una concesión de transporte de crudo asociada al OVMN. En mayo de 2023, YPF suscribió el acuerdo de cesión con otras compañías de petróleo y gas, mediante el cual transfirió el 24,8% de su participación en la concesión de transporte a dichas empresas, la cual está pendiente de aprobación por parte de la

provincia de Neuquén. Finalmente, en noviembre de 2023 se inició la operación de OVMN, que transportó 2,1 Mbbl de crudo, de los cuales 1,6 Mbbl correspondieron a YPF. Asimismo, continuamos trabajando en la construcción del gasoducto La Calera - Loma Campana, el cual se espera esté terminado durante el 2024.

Adicionalmente, continúa avanzando en el proyecto de evacuación de petróleo a través del oleoducto Vaca Muerta Sur, que conectará Loma Campana en la provincia de Neuquén con Punta Colorada en la provincia de Río Negro, con el objetivo de exportar crudo desde la formación Vaca Muerta a la costa atlántica.

Gas y Energía

Durante 2023, nuestras actividades de Gas y Energía incluyeron el transporte y comercialización de gas natural, el almacenamiento del gas natural producido, el transporte, acondicionamiento y procesamiento de 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 las terminales de regasificación de GNL en Escobar y Bahía Blanca, la separación de GNL y su fraccionamiento, almacenamiento y transporte para la producción de etanol, propano, butano y gasolina a través de nuestra sociedad controlada Compañía Mega S.A. ("Mega"), la generación de energía termoeléctrica convencional y energía renovable a través de nuestra sociedad controlada YPF EE, y la producción, almacenamiento, distribución y venta de fertilizantes a través de nuestra sociedad controlada Profertil, uno de los principales productores de este producto en el Cono Sur.

Operaciones de gas natural

El mercado argentino de gas natural

Somos el mayor productor de gas natural de Argentina con ventas totales de gas natural de 13.196 Mm³ en 2023, representando un 29,1% del mercado (datos de participación en el mercado calculados a diciembre de 2023, según información provista por el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS")). La mayoría de nuestras reservas comprobadas de gas natural en Argentina (93,2% al 31 de diciembre de 2023) están situadas en la cuenca Neuquina (nuestra producción de gas natural de la cuenca Neuquina representa el 36,7% del mercado), que está estratégicamente ubicada en relación con el mercado principal de la Provincia de Buenos Aires y respaldada por suficiente capacidad de gasoducto durante la mayor parte del año. En consecuencia, creemos que el gas natural de la cuenca Neuquina tiene una ventaja competitiva en comparación con el gas natural de otras regiones.

La capacidad de los gasoductos en Argentina a veces ha demostrado en el pasado ser inadecuada para satisfacer la demanda en los días pico de invierno, ya que en Argentina no hay capacidad de almacenamiento significativa.

En 2022 el gobierno argentino a través del Decreto N° 76/2022 otorgó una concesión de transporte sobre el futuro Gasoducto Presidente Néstor Kirchner ("GNPK") 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 y aumentar nuestro suministro de gas natural. Este gasoducto ampliará la capacidad de evacuación de gas natural en la cuenca Neuquina a partir de Tratayén en la provincia de Neuquén, pasando por Salliqueló en la provincia de Buenos Aires hasta San Jerónimo en la provincia de Santa Fe. En julio de 2023, se inauguró el primer tramo del GNPK (desde Tratayén hasta Salliqueló). Este gasoducto contribuye a la evacuación de la producción de gas natural por parte de YPF en el marco de los programas de estímulo Plan Gas 2020-2024 y Plan Gas 2023-2028.

Durante los últimos años, el gobierno argentino ha tomado diversas medidas destinadas a satisfacer la demanda interna de gas natural, incluidos la fijación de precios, las restricciones a la exportación, los impuestos a la exportación más altos y los requisitos de inyección en el mercado interno. Estas regulaciones se aplicaron a todos los productores argentinos de gas natural, afectando la producción y exportación de gas natural de todas las cuencas productoras.

En noviembre de 2022, a través del Decreto N° 730/2022, se creó el Plan GasAr 2023-2028 que permitirá a la Compañía, así como el Plan GasAr 2020-2024 creado en 2020 a través del Decreto N° 892/2020, tener precios promedio en contratos futuros y volúmenes contratados a largo plazo que representen un contexto más predecible para proyectos de producción e inversión de gas natural.

En diciembre de 2022, en el marco del proceso de licitación pública nacional y a través de la Resolución SE N° 860/2022, la Compañía se ha comprometido a: (i) extender el Plan GasAr 2020-2024 a 20,9 Mm³/d hasta diciembre de 2028; (ii) "Gas Plano Enero" de enero de 2024 a diciembre de 2028: 0,97 Mm³/d a 3,66 US\$/MBtu; y (iii) "Gas de Pico 2024" de mayo a septiembre, para los años 2024 a 2028: 3,25 Mm³/d a 4,89 US\$/MBtu. Estos precios ofrecidos en los puntos (i) y (ii) se ven afectados por un factor de precio de temporada de verano de 0,82 y un factor de precio de temporada de invierno de 1,25; y para el punto (iii) se ve afectado por un precio de la temporada de invierno de 1,30. El GNPK facilita la evacuación de este volumen.

En enero de 2023, mediante Resolución N° 6/2023, la SE estableció la adecuación de los precios del gas natural en el punto de inyección al sistema de transporte ("PIST") para los contratos de suministro ejecutados en el marco del Plan GasAr 2020-2024.

En septiembre de 2023, la SE a través de la Resolución N° 799/2023, asignó a YPF volúmenes de gas natural de la cuenca del Noroeste de acuerdo a una curva de producción incremental máxima establecida en esta Resolución a un precio de 9,8 US\$/MBtu de octubre de 2023 a diciembre de 2026 y de 6,0 US\$/MBtu de enero de 2027 a diciembre de 2028 para el Plan GasAr 2023-2028. Si no se obtienen los volúmenes máximos de la curva de producción incremental, independientemente de la causa, y/o existen desviaciones 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 la Nota 35.d.1) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

El consumo natural de gas en Argentina, en 2023, totalizó 1.732 mMpc (o 49,1 mMm3). Al 31 de diciembre de 2023, el número de usuarios conectados a los sistemas de distribución en toda Argentina era de 9,2 millones.

En 2023, el 88,0% de nuestras ventas de gas natural se produjeron en la cuenca Neuquina. Durante 2023 vendimos el 22,1% de nuestro volumen de gas natural a empresas locales de distribución residencial, el 10,3% a usuarios finales de gas natural comprimido, el 32,6% a usuarios industriales (incluidas nuestros negocios conjuntos Compañía Mega S.A. ("Mega") y Profertil), el 22,3% a centrales eléctricas (incluida nuestro negocio conjunto YPF EE), el 8,9% al segmento de Downstream y el 3,8% restante se exportó.

Al 31 de diciembre de 2023, YPF tenía una participación de mercado del 55,4% en el segmento de mercado de gas natural comprimido, en comparación con una participación de mercado del 57,4% al 31 de diciembre de 2022. El precio de gas natural comprimido se determina en función al precio de venta al público de la gasolina Super.

Para obtener información adicional sobre las regulaciones relacionadas, véase la Nota 35.c) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Distribución de gas natural

También distribuimos gas natural a través de nuestra subsidiaria Metrogas, sobre la cual tenemos una participación accionaria del 70%. Metrogas es una empresa distribuidora de gas natural ubicada en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y conurbano del sur de la Provincia de Buenos Aires, y una de las principales distribuidoras de gas natural de Argentina. Durante 2023 Metrogas distribuyó 6,387 Mm3 (o 225,2 mMpc) de gas natural a 2,5 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 35.c.3) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Regasificación de GNL

YPF es el operador de UT Escobar (una empresa conjunta con ENARSA), que opera una terminal de regasificación de GNL ("GNL Escobar") ubicada en Escobar, en la Provincia de Buenos Aires, desde 2011. Asimismo, durante 2023, la Compañía prestó el servicio de regasificación de GNL en la terminal de Bahía Blanca. YPF presta servicios de regasificación de GNL a ENARSA en virtud de ciertos acuerdos desde mayo de 2008.

La UT Escobar ha firmado acuerdos con Excelerate Energy South America LLC para proporcionar y operar un buque de regasificación de 151 mm3 (o 5.333 mpc) amarrado en la terminal de GNL Escobar con la capacidad de suministrar hasta 22,7 Mm3/d (o 800 Mpc/d) de gas natural. Desde el inicio de sus operaciones, la terminal GNL Escobar ha convertido 27,5 mMm3 (u 970,1 mMpc) de GNL en gas natural, que ha sido inyectado en la red de distribución argentina. En 2023, el gas natural inyectado en la red de distribución argentina ascendió a 1,9 mMm3 (o 67,2 mMpc). En 2023, la Compañía aprobó una adenda al Contrato UT GNL Escobar de la Terminal de Regasificación de Escobar para extender su vigencia hasta el 31 de enero de 2025. Adicionalmente, la Compañía firmó un acuerdo con ENARSA para proporcionar el servicio de regasificación en la terminal de Bahía Blanca desde mayo de 2023 hasta septiembre de 2023 (durante la temporada de invierno).

En septiembre de 2022, YPF y Petronas firmaron un Acuerdo de Estudio y Desarrollo Conjunto para un proyecto integrado de GNL en Argentina. Se espera que el inicio de la ingeniería básica sea en 2024.

Otras inversiones y actividades en gas natural

Capacidad de transporte y de almacenamiento de gas natural

El gas natural es entregado por nosotros a través de nuestros propios sistemas de recolección y a través de las empresas midstream como Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A. ("GPA"), en la que tenemos una participación del 10%, y Transportadora de Gas del Sur S.A. ("TGS") desde cada una de las principales cuencas hasta los cinco gasoductos troncales.

Además, YPF proporciona servicios midstream, como el transporte y procesamiento de gas natural, a través de nuestras propias instalaciones.

Hemos utilizado estructuras subterráneas naturales ubicadas cerca de los mercados de consumo como instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas natural, con el objetivo de almacenar volúmenes limitados de gas natural durante los períodos de baja demanda y vender dicho gas natural durante los períodos de mayor demanda. Nuestra principal instalación de almacenamiento de gas, Diadema, está ubicada en la región de la Patagonia, cerca de la ciudad de Comodoro Rivadavia, en la Provincia de Chubut. La inyección de gas natural en el reservorio comenzó en enero de 2001. Durante 2023 extrajimos 111,3 Mm³ de gas natural de Diadema y lo vendimos a nuestros clientes.

Durante 2023, se continuó con la renovación de la planta de turboexpansor Loma La Lata e inició la operación en modo booster y estabilización (recuperación de gasolinas) durante el cuarto trimestre de 2023. La puesta en marcha completa con la producción de GLP estará lista en el segundo trimestre de 2024, lo que se espera que aumente la capacidad de procesamiento de la cuenca neuquina en 6 Mm³/d de gasolina y 600 tn/d de GNL, permitiendo acondicionar el gas natural para mejorar el flujo en la red de evacuación.

En 2023 continuó la construcción de una red de gasoductos de gas natural. El gasoducto El Portón debería permitir el procesamiento del gas natural asociado de la zona norte de la formación Vaca Muerta en el complejo industrial El Portón, donde existen suficientes plantas criogénicas y poder de compresión para el tratamiento de dicho gas natural. De igual forma, en las instalaciones de la región sur de la formación Vaca Muerta, se inició la construcción del gasoducto Las Tacanas para la evacuación de gas natural de los bloques Aguada Villanueva, Meseta Buena Esperanza y Las Tacanas a las plantas de tratamiento existentes en la zona. En la región occidental de la formación Vaca Muerta se amplió la capacidad de transporte del gasoducto Rincón del Mangrullo aumentando la capacidad de transporte en 5 Mm³/d.

Para más información, véase "Antecedentes financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Condiciones macroeconómicas—Mercado de hidrocarburos".

Líquidos de gas natural

YPF posee el 38% de Mega, mientras que Petrobras y Dow Chemical poseen el 34% y el 28%, respectivamente.

Mega opera:

- Una planta de separación ubicada en el bloque Loma La Lata, en la Provincia del Neuquén.
- Una planta de fraccionamiento de líquidos de gas natural, que produce etano, propano, butano y gasolina natural 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.
- Instalaciones de transporte, almacenamiento y portuarias en la planta de fraccionamiento de líquidos de gas natural.

La capacidad máxima de producción anual de Mega es de 1,6 millones de toneladas de gasolina natural, GLP y etanol. YPF es el principal proveedor de gas natural de Mega. La producción de la planta fraccionadora se utiliza en las operaciones petroquímicas de PBB Polisar S.A., de propiedad de Dow Chemical, y se exporta a través de buques a Petrobras y otros clientes relevantes.

En diciembre de 2022, Mega aprobó un proyecto para la construcción de un nuevo módulo de fraccionamiento en la planta de fraccionamiento de líquidos de gas natural en la ciudad de Bahía Blanca. A la fecha de este Prospecto, este proyecto se está ejecutando de acuerdo con el cronograma previsto, esperando la puesta en marcha en 2025.

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 2023, nos comprometimos contractualmente a entregar 86.325,9 Mm³ (o 3.043,8 mMpc) de gas natural en el futuro (sin considerar los contratos de exportación de suministro interrumpibles), de los cuales 27.095,1 Mm³ (o 955,3 mMpc) deberán entregarse entre 2024 y 2025. Las cifras mencionadas contienen los compromisos dentro de los planes de incentivos Plan GasAr 2020-2024 y Plan GasAr 2023-2028 (véase Nota 35.d.1) a los Estados Financieros Consolidados Auditados). Según nuestras estimaciones, al 31 de diciembre de 2023, 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 "—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 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 (solo durante los períodos de verano, de octubre a abril) e interrumpibles (todo el año), sujetas a la disponibilidad, autorización pertinente de la SE y abastecimiento al mercado interno.

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 GSA 2001 por 1,1 Mm3/d. De acuerdo con las disposiciones 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.

YPF firmó un acuerdo firme con Methanex, que es anualmente renovado, en el marco del Plan GasAr 2020-2024 para el período de verano 2023-2024. El volumen máximo diario en virtud de este acuerdo es de 1,3 Mm3/d, con el fin de entregar los volúmenes de gas natural comprometidos de la GSA 2001. Cualquier volumen superior a 1,1 Mm3/d se considerará gas natural recuperado de los volúmenes que no hayan sido entregados por las razones reglamentarias.

Durante el período invernal de 2023, hubo algunos excedentes de gas natural en la cuenca Neuquina que permitieron a la Compañía realizar exportaciones interrumpibles, concentradas principalmente en agosto y septiembre.

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

Para obtener información adicional sobre las reglamentaciones relacionadas, véase la Nota 35.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".

Operaciones de energía

El mercado argentino de generación eléctrica

Las necesidades del mercado eléctrico argentino son satisfechas principalmente por centrales térmicas e hidroeléctricas y otras fuentes de energía como la energía eólica, solar y nuclear. En 2023 la demanda energética de Argentina ascendió a 140.883 GWh y aumentó un 1,5% en comparación con 2022, según el último informe de CAMMESA.

Participamos directa y principalmente a través de YPF EE, negocio conjunto de YPF, en 22 plantas de generación de energía, con una capacidad instalada agregada de 3.518 MW. También poseemos un 50% de participación en CT Barragán S.A., la cual inauguró en enero de 2023 la expansión de la Central Termoeléctrica Barragán con el cierre del ciclo combinado el cual agrega 140 MW a la capacidad instalada de YPF.

YPF EE se considera 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 34,1% de la cuota de mercado, y ocupando el segundo lugar en generación de energía renovable con el 9,7% de la cuota de mercado durante 2023.

En 2023, YPF EE generó 11.612 GWh a través de sus plantas ubicadas en Tucumán, La Plata, Buenos Aires, Neuquén, Santa Cruz y Chubut, incluyendo su participación indirecta en Central Dock Sud S.A. (empresa cuya actividad principal es la generación de energía eléctrica en su central térmica y su comercialización), presentando un incremento en la generación de energía de 14,4% en comparación con 2022. El precio promedio de la electricidad para residenciales fue de 34,5 US\$/MWh, representando un incremento de 3,1% respecto a 2022 (el precio promedio en pesos argentinos fue de 9.935 Ps./MWh, un incremento de 118,8% respecto a 2022) principalmente debido a menores precios. Mientras que el costo marginal de producción promedio anual fue de 115,9 US\$/MWh, representando una disminución de 34,4% respecto a 2022 (el costo promedio en pesos argentinos fue de 27.477 Ps./MWh, un incremento de 23,2% respecto a 2022).

El 26 de febrero de 2020, la SE mediante Resolución N° 31/2020 estableció que la remuneración de las unidades de generación no comprometidas en virtud de contratos será nominada en pesos argentinos (fijado en dólares a través de la Resolución ex Secretaría de Energía Eléctrica N° 19/2017). Así, la SE, a través de sus posteriores resoluciones, ha ido determinando incrementos en el citado régimen retributivo. En ese sentido, el 14 de diciembre de 2022, mediante Resolución N° 826/2022, la SE determinó un incremento de 20,0% retroactivo a septiembre de 2022, 10,0% desde diciembre de 2022, 25,0% desde febrero de 2023 y 28,0% desde agosto de 2023. El 8 de septiembre de 2023, la Resolución SE N° 750/2023 estableció un aumento a la remuneración de la Resolución SE N° 826/2022 del 23% para las transacciones económicas ocurridas desde septiembre de 2023. El 30 de octubre de 2023, la Resolución SE N° 869/2023 estableció un aumento a la remuneración de la Resolución SE N° 750/2023 del 28% para las transacciones económicas ocurridas desde noviembre de 2023.

El 5 de febrero de 2023, la SE a través de la 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 así mejorar la disponibilidad térmica del MINEM:

- El 85% de la capacidad instalada de las unidades generadoras de energía debería estar comprometida en virtud de contratos.
- Los contratos tienen un plazo máximo de vencimiento de 5 años.
- La disponibilidad ofrecida "Disponibilidad Garantizada Ofrecida" (DIGO) se remunera con un precio reducido en un 35% en los meses de verano e invierno y en un 15% el resto de los meses, además de un adicional de 2.000 US\$/MW por mes que se reducirá proporcionalmente si la disponibilidad es inferior al 85%.
- Un total de 3,5 US\$/MWh para la energía generada con gas natural y 6,1 US\$/MWh para la energía generada con fuel oil o gasoil.
- La energía operada y las horas pico continúan siendo remuneradas de acuerdo a la Resolución SE N° 826/2022 y sus modificatorias.

Respecto al mercado de energías renovables, nuestro negocio conjunto, YPF EE, tiene una participación del 100% en los parques eólicos Manantiales Behr, Los Teros I, Los Teros II y Cañadón León y el parque solar Zonda, que representaron el 9,7% de la generación de energía renovable en Argentina durante 2023 y 8,6% de la capacidad instalada de energía renovable al 31 de diciembre de 2023.

El parque eólico Manantiales Behr alcanzó durante 2023 el mejor factor de ocupación en Argentina, el cual se mantuvo durante cinco meses. En noviembre de 2023 alcanzó un factor de ocupación de 81,0%.

Desde abril de 2023, el parque solar Zonda, ubicado en el departamento Iglesia de la provincia de San Juan, inició sus operaciones comerciales por etapas alcanzando una capacidad instalada total de 100 MW. La energía producida se entrega a compradores privados en el marco de varios PPA en el MATER.

En enero de 2023, el Directorio de YPF EE aprobó la construcción de su cuarto parque eólico, que se instalará en la localidad de General Levalle, en la provincia de Córdoba, que tendrá una capacidad instalada de 155 MW, equivalente al consumo de más de 190.000 viviendas, y tendría un factor de capacidad estimado del 50,6%. La inversión proyectada será de más de US\$ 265 millones y está previsto que inicie operaciones en el cuarto trimestre de 2024.

YPF EE a través de un acuerdo de compra conjunta con Pan American Sur S.A. compró a Enel Américas S.A. su participación en Inversora Dock Sud ("IDS"), la sociedad controlada de Central Dock Sud S.A. Desde el 13 de abril de 2023, YPF EE asumió el control de IDS. A la fecha de este Prospecto, YPF EE tiene una participación indirecta del 70,16% en IDS, empresa propietaria del 69,99% de los CDS.

Para obtener información adicional sobre las regulaciones relacionadas, véase la Nota 35.c.5) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Estacionalidad

Históricamente, nuestros resultados han estado sujetos a fluctuaciones estacionales durante el año, particularmente como resultado del aumento en las ventas de gas natural durante el invierno impulsado por el aumento de la demanda residencial. En consecuencia, estamos sujetos a fluctuaciones estacionales en nuestros volúmenes de ventas y precios, 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 altamente especializada, enfocada en actividades de investigación y desarrollo ("I+D"). YPF cuenta con el 51% de participación, y el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas ("CONICET") de Argentina posee el 49%.

Todas las actividades de I+D llevadas a cabo por Y-TEC están estratégicamente alineadas con las necesidades de YPF, y se desarrollan en unas instalaciones que albergan 48 laboratorios y 12 plantas experimentales, en las cuales se desempeñan aproximadamente 295 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 63, 62 y 44 proyectos al 31 diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente. Y-TEC también tiene varias plataformas de servicio que brindan servicios de soporte técnico y de laboratorio de alta calidad. Durante 2023, 2022 y 2021 Y-TEC brindó asistencia técnica y servicios especializados.

Y-TEC explora oportunidades en todo el sector energético actual y futuro. Este es un enfoque de estrategia amplio y diversificado, que permite que Y-TEC se mantenga alineado a las necesidades de YPF. Actualmente los programas de I+D abarcan áreas centrales como equipos y herramientas inteligentes, productos químicos innovadores para la industria del petróleo y gas, combustibles y energías de transición, tecnologías subterráneas y soluciones de sustentabilidad ambiental.

Y-TEC cree en el valor de la alianza con socios tecnológicos para reforzar el liderazgo regional, adoptando el concepto de innovación abierta. Este concepto permite a la compañía reducir el riesgo tecnológico, acortar el tiempo para tener el producto en el mercado y minimizar los costos. Y-TEC busca relacionarse con la comunidad científica en Argentina y en el exterior. Estos esfuerzos son liderados por Y-TEC para complementar la capacidad científica en instituciones públicas y privadas y permitir el desarrollo de productos tecnológicos de alto impacto para la industria energética. Y-TEC y el CONICET reúnen conocimientos, experiencia y equipos de última generación.

En el área de tecnologías subterráneas (exploración y producción de recursos no convencionales), los esfuerzos de I+D se centran en reducir el costo de desarrollo mediante el diseño, desarrollo y aplicación de diversas tecnologías específicas. Algunos de nuestros desafíos más importantes incluyen el diseño y desarrollo de herramientas de simulación para yacimientos no convencionales, así como modelos digitales de rocas, junto con novedosas metodologías para caracterizar rocas y mejorar el conocimiento de los fenómenos del subsuelo.

Nuestros productos químicos innovadores para los programas de la industria del petróleo y gas se centran en incrementar el factor de recupero a través del desarrollo de mejores tecnologías químicas de recuperación de petróleo, nuevas tecnologías de rastreo para mejorar la recuperación secundaria mediante el desarrollo de una gama más amplia de trazadores, y nuevos productos químicos para depósitos no convencionales, así como fluidos y aditivos hechos a medida.

En el caso de equipos y herramientas inteligentes, aplicamos nuestros conocimientos para desarrollar soluciones de medición y monitoreo en línea de bajo costo para operaciones de campos maduros. También nos centramos en equipos y herramientas novedosas que pueden proporcionar soluciones para operaciones de fractura hidráulica, como tapones, inyección de polímeros y separación de aceite y agua, entre las más importantes.

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 de agua y suelo, y tecnologías novedosas de revegetación en áreas de operación impactadas. Desde la perspectiva de las tecnologías de descarbonización, durante 2023 Y-TEC analizó la factibilidad de capturar, transportar y utilizar/almacenar CO₂ en la cuenca neuquina. Además, 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 la Compañía.

Los combustibles y energías de transición representan un área estratégica de I+D, enfocado no solo en la investigación y desarrollo de combustibles con rendimiento superior, sino también en el almacenamiento de energía basado en tecnologías li-ion, producción de hidrógeno, bioenergía y eficiencia energética.

Las principales tecnologías que pudimos transferir al mercado en los últimos 3 años fueron:

- En 2023 (i) productos químicos para las actividades preliminares, incluidos los biocidas y los sistemas nano emulsionados, entre otros; y (ii) "Y- ALGAE", un dispositivo para capturar dióxido de carbono en la atmósfera.
- En 2022 (i) "Y-PROP" primer agente de soporte trazable desarrollado en Argentina; (ii) "Y-POLYPLUG" polímeros expansivos para operaciones de cementación de pozos; (iii) "Tapones Shear Out" diseñado para operaciones de prueba hidráulica; (iv) "Servicios MIC" la primera plataforma argentina de monitoreo microbiano en la industria de petróleo y gas; (v) "Nanoburbujas" remedios sostenibles para aguas contaminadas con hidrocarburos; y (vi) "Integra Digital", un analizador fitosanitario de campo con integración digital.
- En 2021: (i) tapones desechables y solubles para pruebas hidráulicas; (ii) "Y-Prod gd", el primer agente de soporte trazable desarrollado en Argentina; y (iii) "Y-Terra Foliar", un bioestimulante de aplicación foliar.

Adicionalmente, se consolidó el Consorcio H2AR, un consorcio creado en 2020 por Y-TEC para desarrollar la economía de Hidrógeno en Argentina al incorporar 59 compañías. Además, el consorcio Disco2 Store, financiado por la Comisión Europea, sigue activo para aportar conocimiento específico que mitigue los riesgos asociados a las operaciones de inyección de CO₂ en el subsuelo, donde Y-TEC desarrolla colaboraciones tecnológicas.

Competencia

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

Estamos involucrados en toda la cadena de valor del petróleo y el 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 nuestra cartera en relación con nuestros mercados objetivo. Nuestra producción de petróleo crudo se destina prácticamente en su totalidad a nuestras refinerías, si bien, dado que el crecimiento de la producción nacional de petróleo crudo ha generado saldos exportables a nivel agregado en Argentina, esperamos incrementar nuestras exportaciones de crudo en un futuro próximo. Los combustibles comercializados tanto en nuestras estaciones de servicio minoristas 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 justifica. Este esfuerzo por satisfacer la demanda actual 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 2023, la Compañía mantiene su liderazgo en Argentina en prácticamente todos los segmentos de negocios en los que opera.

Nos encontramos con la competencia de empresas de la industrias del petróleo y gas, internacionales y nacionales: (i) en la adquisición o renovación de permisos de exploración y concesiones de explotación; (ii) en la operación de la industria downstream argentina en un mercado dinámico; 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 empresas eléctricas 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, nuestros puntos fuertes competitivos son: (i) somos el mayor productor de crudo 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; (iii) contamos con importantes activos de refinación y logística, somos la mayor refinería de Argentina con una capacidad de procesamiento que representa más del 50% de la capacidad total de refinación de Argentina y operamos con altas tasas de utilización, y nuestro sistema de refinación es altamente complejo, lo que nos da flexibilidad para transferir parte de nuestros recursos de producción 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 la Nota 35 a los Estados Financieros Consolidados Auditados, incorporada aquí como referencia. Además, para tener una comprensión sobre:

- El principal marco regulatorio cambiario véase "Información adicional—Controles de cambio".
- El principal marco regulatorio ambiental véase "Políticas de la emisora—Sustentabilidad—Asuntos ambientales en Argentina—Regulaciones ambientales".
- Los principales puntos de la Ley de Expropiación y la Ley de Privatización véase "—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 descritos a continuación y los descritos 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 descritos a continuación y los descritos 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 nuestras operaciones comerciales. Los riesgos que se describen a continuación deben leerse conjuntamente y junto con las discusiones detalladas que figuran en otra parte del presente Prospecto. En las secciones restantes del presente 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

Salvo que se especifique de modo distinto en el respectivo Suplemento de Prospecto, 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 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 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 descritos 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 Mercado Abierto Electrónico en Argentina ("MAE") 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 podrán 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 impositivo 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 de dicho riesgo percibido podría causar una disminución en el valor de mercado de dichas obligaciones negociables. En cambio, una disminución en el nivel del mismo 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 la ley argentina, la ejecución de sentencias extranjeras es procedente 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. 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 contra los directores, ejecutivos y el accionista controlante de la Compañía en Argentina, 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 argentinos 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 ser 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. 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 negativa si los inversores no pudieran adquirir en el mercado cambiario argentino los dólares estadounidenses u otras monedas equivalentes al tipo de cambio vigente. Bajo las regulaciones cambiarias existentes en Argentina, los inversores extranjeros no pueden adquirir dólares estadounidenses 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, 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

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 financiacines, 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. El 19 de noviembre de 2023 se celebraron las elecciones presidenciales y Javier Milei fue elegido presidente de Argentina. No podemos predecir el impacto que tendrán las medidas de la nueva administración 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 del 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 al sector del petróleo y el 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 se mantuvieran 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 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 pendientes contra el gobierno argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones ("CIADI") que podrían implicar nuevas sentencias contra el gobierno argentino, lo que a su vez podría tener un efecto sustancialmente adverso en la capacidad del gobierno argentino para implementar reformas y fomentar el crecimiento económico. No podemos garantizar que en el futuro el gobierno argentino no incumplirá sus obligaciones.

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 y continúan afectando a Argentina.

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

Durante 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 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. Este acuerdo incluye 10 revisiones trimestrales para asegurar el cumplimiento de las metas establecidas para cada período de revisión que debe cumplir el gobierno argentino durante un período de dos años y medio, y los desembolsos se harán públicos después de cada examen. El plazo de amortización de cada desembolso es de 10 años, con un período de gracia de cuatro años y medio, a partir de 2026 y hasta 2034. Con respecto al cumplimiento por parte de Argentina de las metas establecidas en el acuerdo para cada período, en marzo de 2023, el FMI completó la cuarta revisión trimestral y en agosto de 2023 concluyó la quinta y sexta revisión (combinadas), lo que permitió desembolsos de US\$ 5.400 millones y US\$ 7.500 millones después de cada revisión, respectivamente. En enero de 2024, el FMI concluyó la séptima revisión trimestral, determinando que las metas clave previstas para fines de diciembre de 2023 no se cumplieron debido a desviaciones en la política económica, por lo que fue necesario aprobar exenciones por incumplimiento. Sin embargo, el FMI habilitó un desembolso de US\$ 4.700 millones. Además, el FMI modificó las metas del acuerdo en función de los planes de estabilización de la nueva administración del gobierno argentino y aprobó extender el acuerdo hasta el 31 de diciembre de 2024 y recalibró los desembolsos previstos.

No podemos asegurar que se alcancen los objetivos de los próximos exámenes. No podemos asegurar que las condiciones del FMI no afecten la capacidad de Argentina para implementar reformas y políticas públicas e impulsar el crecimiento económico. Tampoco podemos predecir el impacto de la implementación de este acuerdo en la capacidad de Argentina (e indirectamente nuestra) 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, los mercados internacionales continúan mostrando signos de dudas sobre si la deuda argentina es sostenible y, por lo tanto, los indicadores de riesgo país siguen siendo 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 los 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 otras naciones productoras de petróleo no pertenecientes a la OPEP respecto a la producción de petróleo crudo que afecta los precios del petróleo crudo, discordias idiosincrásicas, políticas y sociales, ataques terroristas, degradaciones de la deuda soberana y una enfermedad pandémica. 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 de "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 comerciales o competidores comerciales puede afectar adversamente la competitividad de Argentina y, en consecuencia, la economía de Argentina, nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones.

Podemos estar expuestos a fluctuaciones en los tipos de cambio

La devaluación constante del peso argentino durante los últimos años ha tenido un impacto negativo en la economía, y también ha llevado a un aumento de la inflación, que a su vez tiene un impacto directo sobre los salarios reales. Además, nuestros resultados de las operaciones están expuestos a fluctuaciones cambiarias y cualquier devaluación del peso frente al dólar estadounidense 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 Estadounidense, por nuestras cuentas a cobrar denominadas en dicha moneda.

Además, una devaluación significativa del peso argentino frente al dólar estadounidense 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 del aumento de la volatilidad del peso argentino, el gobierno argentino y el BCRA implementaron varias medidas y regulaciones para estabilizar su valor. Véase "Antecedente Financiero—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Condiciones macroeconómicas" y "Antecedente Financiero—Reseña y perspectiva operativa y financiera—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 estadounidense 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 la 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, y la implementación de impuestos sobre ciertas transacciones que impliquen la adquisición de divisas, 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— Reseña y perspectiva operativa y financiera—Liquidez y recursos de capital" e "Información adicional —Controles de cambio".

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 2023, el 8% 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 servicios de deuda y en nuestros 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.

Los intereses y los montos principales pagaderos en virtud de obligaciones de deuda denominadas o indexadas a dólares estadounidenses están sujetos a variaciones en el tipo de cambio peso argentino/dólar estadounidense 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 "Riesgos relacionados con nuestro negocio—Los precios de nuestros productos en Argentina y las fluctuaciones en los precios del petróleo internacional 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 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/exportaciones no se modificarán en el futuro o que no se impondrán otros impuestos nuevos o regulaciones sobre importaciones/exportaciones, lo que podría afectar adversamente nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones. Véase la Notas 35. e) y 35 f) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

El gobierno argentino ha introducido cambios en la tasa del impuesto a las ganancias corporativas y la tasa del impuesto sobre la distribución de dividendos en los últimos años. No podemos asegurar que el gobierno argentino o cualquiera de sus divisiones políticas no adoptarán 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 del petróleo internacional 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 crudo, 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 internos 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 tener en cuenta las fluctuaciones a corto plazo 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, ya que las fluctuaciones en el valor del peso argentino pueden continuar en el futuro previsible, mientras que la volatilidad y la incertidumbre en los precios internacionales del petróleo crudo 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. Además, el crecimiento significativo de la producción de petróleo crudo que ha tenido lugar a nivel agregado en Argentina, y ha permitido convertirse en un exportador neto de petróleo crudo una vez más, podría resultar en un ajuste desafiante y/o retrasado de los precios locales del petróleo crudo y los productos refinados a los precios internacionales de referencia, particularmente en momentos en que los precios internacionales son significativamente más altos que sus respectivos promedios históricos.

Si los precios de los productos refinados no coinciden con los aumentos de costos (incluido, pero no limitado a, los precios locales del petróleo crudo) o si el gobierno argentino congela los precios de nuestros combustibles, podría tener un efecto negativo en nuestro negocio, situación financiera, resultado de las operaciones y flujos de efectivo. 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, 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—El mercado argentino de gas natural".

Los precios que podemos obtener para nuestros productos de hidrocarburos junto con los volúmenes reales 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, se nos puede solicitar que reduzcamos el valor en libros de nuestras propiedades si los precios estimados del petróleo crudo y el gas natural disminuyen o si tenemos ajustes sustanciales a la baja en nuestras reservas estimadas, aumentos en nuestros costos operativos o aumentos en la tasa de descuento, que refleje el costo promedio ponderado del capital empleado, entre otros factores. Véase "Antecedentes Financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera — Políticas y 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 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 relacionados nuestros campos de producción de petróleo y gas y nuestros procesos de refinación; una caída significativa del precio internacional del petróleo crudo, por el efecto combinado de una fuerte caída de la demanda, así como de la imposibilidad de los productores 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 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 la pandemia y las medidas tomadas por los diferentes gobiernos, incluido el gobierno argentino, para contener el virus y/o mitigar el impacto económico.

Nuestras operaciones locales están sujetas a una regulación extensa y cambiante

La industria argentina de petróleo y del 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 prevaletentes en Argentina y los resultados de las 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 del gobierno 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".

El gobierno argentino ha introducido ciertos cambios en las regulaciones y políticas que rigen el sector energético en años recientes con el objetivo de priorizar la demanda interna a precios estables a fin de sostener la recuperación económica. La Ley de Expropiación ha declarado el logro de la autosuficiencia en el suministro de hidrocarburos, así como en la explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, un interés público nacional y una prioridad para la Argentina. Véase "Información de la Emisora—La Sociedad".

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 la Nota 35 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

Nuestra capacidad para obtener crédito 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 la financiación. Nuestra capacidad para acceder a los mercados de crédito y de capital en términos aceptables puede verse restringida en un momento en que queramos, o necesitéramos, acceder a esos mercados, lo que podría tener un impacto en nuestro negocio, situación financiera y actividades de inversión.

Como resultado de muchos factores, incluidas las condiciones del mercado internacional y local, la capacidad de Argentina para renegociar o pagar sus deudas y sus consecuencias sobre el resto de la economía y nosotros, 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 el 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 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 (incluyendo, entre otros, a CAMMESA y la SE).

En caso que alguna de las entidades gubernamentales no paguen dichos montos acumulados en efectivo o equivalentes de efectivo, cambien las condiciones establecidas mediante alternativas no previstas en los respectivos contratos o planes o solo pueden realizar dichos pagos o reembolsos mediante la entrega de instrumentos financieros que puedan retrasar el cobro que excedan nuestras estimaciones, nuestra situación financiera, y flujos de efectivo podrían verse afectados negativamente (véase "Estructura de la emisora, accionistas principales y transacciones con partes relacionadas— Transacciones con partes relacionadas" y Nota 36 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, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera. 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 35.d.1) a los Estados Financieros Consolidados Auditados).

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

La Ley de Hidrocarburos N° 17.319, modificada por la Ley N° 27.007 (Ley de Hidrocarburos"), permite las exportaciones de hidrocarburos siempre y cuando no sean requeridas para el mercado interno y se vendan a precios razonables. Para el gas natural, la Ley N° 24.076 y las regulaciones vinculadas exigen que se tomen en cuenta las necesidades del mercado local al otorgar a las empresas los permisos de exportación de gas natural. 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 crudo y gas oil u otros productos y, en consecuencia, afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones.

Nuestras reservas y producción pueden disminuir

La tasa de producción 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 comprobadas estimadas 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 nuestros resultados de las operaciones.

Enfrentamos ciertos desafíos para reemplazar nuestras reservas comprobadas con otras categorías de reservas. 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 del gas.

Es posible que no podamos reemplazar nuestras reservas comprobadas 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 natural son estimaciones

Nuestras reservas comprobadas de petróleo y gas se estiman en base a datos geológicos y de ingeniería a fin de establecer con certeza razonable si el petróleo crudo o el gas natural en los reservorios conocidos pueden recuperarse conforme a ciertas condiciones económicas y operativas existentes. La precisión de las estimaciones de reservas comprobadas depende de una serie de factores, suposiciones y variables, algunas de las cuales están fuera de nuestro control, entre otros. Los factores sobre los que tenemos control incluyen, pero no se limitan a, cambios en los precios del petróleo crudo y el gas natural, que podrían tener un efecto sobre la magnitud de nuestras reservas comprobadas (debido a que las estimaciones de las reservas son calculadas bajo las condiciones económicas existentes cuando se realizan dichas estimaciones); cambios en las normas 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 la 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 original en vigor, que podrían resultar incorrectas o requerir revisiones sustanciales.

El precio internacional del petróleo crudo 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, nuestros cálculos futuros de reservas comprobadas estimadas se basarían en precios más bajos, lo que podría resultar en una eliminación de las reservas no económicas de nuestras reservas comprobadas en períodos futuros. Véase "Información de la Emisora—Organización del negocio— Upstream—Reservas de petróleo y gas".

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 comprobadas 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, que podrían reducir las ganancias y el patrimonio neto en el período en el que ocurra.

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 o de gas natural *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 operacional 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 secos, 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 de gas natural, 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 a nosotros 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 productos del petróleo, precios de productos gas, 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 empresas conjuntas, socios, gobiernos, proveedores, sindicatos, clientes u otros; modelar y optimizar el rendimiento del yacimiento; desarrollar instalaciones de producción y red de distribución, desarrollar mercados para los resultados del proyecto; obtener aprobaciones y financiación de proyectos por parte de socios de empresas conjuntas; obtener financiamiento a costos razonables 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; 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 del proyecto o causar tiempo de inactividad no programado. Además, incrementando la producción de petróleo no convencional requiere el ajuste de nuestras refinerías y otras instalaciones para aumentar la proporción de crudos ligeros a procesar para poder permanecer integrados verticalmente.

Llevamos a cabo la mayoría de nuestras operaciones de explotación no convencionales a través de operaciones conjuntas y, como resultado, la continuación de dichas operaciones conjuntas es vital para su éxito. En el caso de que cualquiera de nuestros socios 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 u obtener el financiamiento necesario para comprar el interés de ese socio. En consecuencia, nuestra incapacidad para resolver los desacuerdos con nuestros socios 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 expansión se llevarán a cabo a través de nuestras compañías afiliadas de midstream, las cual no controlamos.

Además de la gestión eficaz de proyectos individuales, el éxito de YPF depende de nuestra capacidad para gestionar con éxito nuestra cartera general, incluida la diversificación entre tipos y ubicaciones de nuestros proyectos y estrategias para desinvertir activos. Es posible que no podamos desinvertir activos a un precio o en el plazo que hemos contemplado en nuestro plan. Además, podemos retener ciertos pasivos luego de una desinversión y podríamos ser considerados responsables por el uso pasado o por pasivos imprevistos.

Es posible que no tengamos un 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 seguros que nos cubre contra ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y el 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 está sujeta a deducibles y límites 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.

Las concesiones y permisos de explotación de petróleo y gas argentinos 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 periodos. El incumplimiento de las obligaciones y requerimientos establecidos en la Ley de Hidrocarburos argentina o los acuerdos con las autoridades del gobierno, según corresponda, también puede dar lugar a la imposición de multas y, en caso de incumplimientos sustanciales, una vez que hayan expirado los periodos 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 el 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 35.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.

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 relacionadas con las operaciones de petróleo y gas, se encuentran sujetas a una amplia gama de leyes 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, previsiones, 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 "Información de la Emisora—Sustentabilidad".

El cambio climático y la transición energética podrían afectar a nuestro negocio

Los desafíos del cambio climático, así como la transición a una economía baja en carbono, tendrán un impacto en el negocio de YPF y pueden implicar riesgos relacionados con cambios en las políticas públicas, leyes y regulaciones, los mercados, impacto físico en los activos, las operaciones y tecnologías.

Un número cada vez mayor de países están implementando 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. 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 “Información de la emisora Compañía—Sustentabilidad— 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 tales como aquellos relacionados con el monitoreo y reducción de las emisiones), impactar negativamente en nuestra competitividad, y cambiar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes relativamente más bajas en carbono, como las energías renovables.

Durante 2023, el Consejo de Normas Internacionales de Sostenibilidad (“ISSB”) emitió dos normas sobre divulgación de información relacionada con la sustentabilidad y el cambio climático. Estas normas entran en vigencia para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024. La adopción de estas normas no es obligatoria para YPF, ya que los reguladores locales e internacionales 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 en el año fiscal 2025, cuyo alcance e impacto final está bajo evaluación. Nuestros procesos y controles para informar sobre divulgaciones relacionadas con el cambio climático pueden evolucionar en el futuro, incluso para responder a los requisitos de las nuevas normas de la SEC, lo que podría resultar en revisiones significativas de nuestras divulgaciones anteriores relacionadas con el cambio climático, y el cumplimiento de dichas normas, si es obligatorio en el futuro, puede resultar en costos operativos y administrativos.

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 del petróleo crudo y gas natural, mayores dificultades para el acceso al capital debido a problemas de reputación con los inversores, cambios en el perfil del consumidor, con menor consumo de combustibles fósiles, atracción de talento, y las transiciones energéticas en la economía mundial hacia una matriz más baja en carbono con la inserción de productos sustitutos de los combustibles fósiles y el creciente uso de la electricidad para la movilidad urbana. Estos factores pueden tener un impacto negativo en la demanda de nuestros productos y servicios y pueden poner en peligro o incluso perjudicar la implementación y operación de nuestros negocios, impactando adversamente nuestros resultados operativos y financieros y limitando nuestras oportunidades de crecimiento.

Además, el ritmo y el alcance de la transición energética podrían suponer un riesgo para la compañía si nuestra propia transición hacia la descarbonización no avanza en sincronía con la sociedad. 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 para programar la transición de nuestra producción para abordar las preocupaciones relacionadas con el cambio climático podría tener un efecto material adverso en nuestras ganancias, flujos de efectivo y situación financiera.

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

Estamos involucrados en una serie de 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 materiales, sentencias, multas, u otras pérdidas. 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 se desarrolla nueva información. Es posible que las pérdidas resultantes de dichos riesgos, si los fallos de los procedimientos resultan ser adversos para la compañía, ya sea en forma total o parcial, puedan exceder significativamente las provisiones que hayamos proporcionado, 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, en el Tribunal Federal de Distrito para el Distrito Sur de Nueva York, contra la República Argentina y nosotros, que actualmente están pendientes en el Tribunal de Apelaciones de los Estados Unidos para el Segundo Circuito. Si alguno de estos procedimientos se resolviera adversamente para nosotros, podríamos ser considerados responsables de costos y pérdidas significativas y nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones podrían verse afectados de manera material y adversa. Además, los demandantes en este procedimiento presentaron recientemente una moción solicitando que se les entreguen las acciones Clase D de YPF en poder de la República Argentina. La Sociedad no es parte en esta demanda. Para más información, véase “Antecedentes financieros- Cambios significativos”.

Además, podemos estar sujetos a responsabilidades relacionadas con contingencias laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales, ambientales o administrativos 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 asegurarle 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 la 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 dependiendo de 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, resultado de las operaciones y flujos de efectivo, 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 a los resultados de las operaciones. Además, durante 2023 hemos registrado un aumento en intentos de ataques 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. Además, ciertos incidentes de ciberseguridad, como la vigilancia, podrían permanecer sin ser detectados durante un período prolongado de tiempo.

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 la cobertura de divisas y la cobertura de materias primas (petróleo y granos), entre otros, para mitigar los riesgos del mercado de ciertos activos. Aunque solo realizaríamos operaciones no especulativas, podríamos estar expuestos a variaciones adversas en el precio de los activos subyacentes a los contratos de derivados, estos 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 real podría diferir materialmente de nuestras previsiones

Periódicamente proporcionamos pronósticos de las cantidades esperadas de producción futura de petróleo y gas y otros resultados financieros y operativos. Estas previsiones 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 el apartado “Información de la Emisora — Factores de Riesgo” de este Prospecto ocurre o sucede. Los pronósticos de producción, específicamente, se basan en supuestos tales como las expectativas de producción de los pozos existentes, el nivel y el resultado de las futuras actividades de perforación, la disponibilidad de infraestructura de tratamiento y transporte, los volúmenes de demanda de gas, y la ausencia de instalaciones o el mal funcionamiento de equipos, efectos climáticos adversos, la ocurrencia de una enfermedad pandémica 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 no sean económicas. En caso de que alguna de estas estimaciones resulta imprecisa, o si nuestros planes de desarrollo cambian, la producción real 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 empresas 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, posición financiera, resultados de las operaciones, flujos de efectivo y nuestra reputación.

Podríamos vernos afectados por violaciones de la lucha contra la corrupción, el soborno, el lavado 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 puede garantizarse 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, 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—Normativa de prevención de 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 o al producirse un cambio de control, es posible que debamos pagar nuestra deuda por adelantado

Bajo los términos de nuestros contratos de crédito e instrumentos de emisión, si no cumplimos con las cláusulas (covenants) establecidos en dichos acuerdos 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 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 tienen una garantía asociada con algunas de las exportaciones de YPF. Por lo tanto, cualquier restricción futura sobre nuestra capacidad para realizar dichas transacciones de exportación puede resultar en un incumplimiento de los covenants de las Obligaciones Negociables. 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 acuerdos, 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 y contratos de emisión, 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—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Liquidez y recursos de capital—Compromisos en nuestros préstamos y “Antecedentes Financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Liquidez y recursos de capital—Endeudamiento”.

Adicionalmente, si se produjera un cambio de control (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% de su importe principal (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 presentaron recientemente una moción solicitando que se le entreguen las acciones Clase D de YPF en poder de la República Argentina. Para más información, véase “Antecedentes financieros—Cambios significativos”.

Nuestra fuente de fondos para dicha recompra de bonos y pagos anticipados obligatorios estará disponible en efectivo u otras fuentes, incluidos préstamos, ventas de activos o ventas de capital. Es posible que nuestra 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 acuerdos que rigen toda nuestra deuda y tendría un efecto material adverso en 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 en curso, y su distribución geográfica véase “Antecedentes financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Liquidez y recursos de capital—Inversiones de capital”.

Para obtener mayor información acerca las formas de financiamiento de nuestras inversiones de capital véase “Antecedentes financieros—Reseña y perspectiva operativa y financiera—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 2023, 2022 y 2021.

Para obtener información acerca de los gastos reconocidos por actividades de investigación y desarrollo durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, ver Nota 26 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”.

Sustentabilidad

Nuestro compromiso con la sustentabilidad

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

Contamos con una Política de Sustentabilidad en la que afirmamos que nuestra meta es aportar al desarrollo de energías sustentables en sus tres dimensiones (ASG) a través de un negocio responsable y transparente, basado en la innovación, las nuevas tecnologías y las mejores prácticas. Nuestra postura corporativa en este ámbito está descrita en nuestra Política de Sustentabilidad y se materializa en torno a cuatro prioridades: (i) Producción sostenible, (ii) acción por el clima, (iii) las personas, y (iv) creación de valor compartido. Estas prioridades están directamente vinculadas a nuestro compromiso institucional y nos permiten contribuir a lograr los Objetivos para el Desarrollo Sostenible (“ODS”) de la Agenda 2030 de Naciones Unidas y de las metas del Acuerdo de París sobre el Cambio Climático firmado en 2015 (“el Acuerdo de París”). Guiados por nuestros valores y políticas corporativas y por nuestro código de conducta, nuestra visión y estrategia enmarcan nuestro entendimiento y nuestra respuesta a cuestiones de sustentabilidad.

Gobernanza de la sustentabilidad

El Directorio de YPF S.A. da seguimiento a los asuntos de sustentabilidad través del Comité de Riesgos y Sustentabilidad, que se encarga de promover las mejores prácticas en materia de sostenibilidad, entre otras funciones. Véase—Información sobre los directores, gerencia de 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 Departamental de Sustentabilidad y Transiciones Energéticas, responsable de formular, proponer y liderar la estrategia de sustentabilidad transversal de la Compañía, elaborar anualmente la Memoria de Sostenibilidad y reportar periódicamente las actualizaciones al Comité de Riesgos y Sustentabilidad.

La alta dirección revisa y monitorea los temas relevantes en este ámbito. Anualmente, la empresa calcula el índice de sustentabilidad como uno de los objetivos estratégicos de la Compañía, que consta de una matriz de cuatro metas (medidos anualmente): (i) índice de frecuencia de accidentes, (ii) Índice de sustentabilidad Dow Jones (“DJSI”) (iii) Dióxido de Carbono (“CO2”) y (iv) Diversidad de mujeres en posiciones de liderazgo. En este sentido, el bono anual que reciben los máximos ejecutivos de la compañía, así como los empleados directos de YPF están basado en evaluaciones holísticas que incluyen el cumplimiento de metas colectivas e incluso individuales ligadas a la sustentabilidad.

Como parte del proceso de preparación de nuestro Reporte de Sustentabilidad, realizamos un análisis de materialidad con foco en la identificación de 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 de la sustentabilidad, el análisis de los medios, las presentaciones realizadas ante consultas de los inversores, los estándares de ASG relevantes a nivel global (estándares GRI, SASB, TCFD, UNGC y ODS) y el rol de la Compañía en la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas (ODS).

Gestión de la sustentabilidad

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

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

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

Al mismo tiempo, estamos trabajando con el fin de promover la diversidad y equidad de género, construir instituciones sólidas, éticas y transparentes y formar alianzas para potenciar soluciones de manera exponencial. Nuestro Modelo de Excelencia Operacional permite a todas las áreas de la compañía identificar el alcance de sus responsabilidades y aportes a la excelencia operacional, así como articular sus lineamientos en los de la prevención de impactos no deseados. También representa nuestro compromiso con el desarrollo de planes de inversión para enfrentar contingencias que puedan afectar a las personas, el medio ambiente, la integridad de nuestros activos y el cumplimiento de compromisos con las partes interesadas.

Indicadores de desempeño de sustentabilidad

Cabe señalar que algunos de nuestros indicadores de sustentabilidad se revisan externamente (con garantía independiente limitada), que se publican en nuestro reporte de sustentabilidad junto con su desempeño durante los últimos cuatro años.

Acciones e iniciativas de sustentabilidad

Nuestro objetivo es tener un rol relevante en organizaciones e iniciativas globales, nacionales y locales relacionadas con la sustentabilidad corporativa y energética. En esta línea, en 2023:

- Como parte de nuestra buena práctica de gobierno corporativo, una vez más participamos voluntariamente por medio de la Evaluación de Sostenibilidad Corporativa 2023 ("CSA", por sus siglas en inglés) por el DJSI. Logramos posicionar a YPF entre las mejores diez compañías en la industria del petróleo y gas a nivel mundial y la inclusión en el S&P Global Sustainability Yearbook 2023. En 2023, hemos mantenido nuestra posición en materia de desempeño dentro del 5% de las mejores empresas la categoría Upstream e Integrada de Petróleo y Gas. La CSA permite a YPF reportar directamente métricas clave de sostenibilidad y comparar el desempeño de la Compañía en función de una amplia gama de criterios económicos, ambientales y sociales específicos de la industria que son relevantes para nuestro éxito corporativo y el creciente número de inversores enfocados en la sostenibilidad.
- Continuamos participando de la Red Argentina de la Iniciativa Pacto Global de Naciones Unidas y en el Consejo Empresarial Mundial para el Desarrollo Sostenible (WBCSD, por sus siglas en inglés). En la plataforma argentina del WBCSD publicamos nuestras principales iniciativas que contribuyen a lograr los Objetivos de Desarrollo Sostenible ("ODS"). A través de nuestra membresía en el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas ("IAPG") promovimos la segunda fase de la Hoja de Ruta de los ODS para la industria del petróleo y gas.
- Somos miembros fundacionales 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, juntamente con el IAPG y la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos y la Cámara Argentina de Empresarios Mineros.
- Formamos parte de la iniciativa Early Adopter Programme of the Communication on Progress (CoP, por sus siglas en inglés) de Naciones Unidas. La iniciativa EcoVadis ha crecido hasta convertirse en el proveedor de calificaciones de sustentabilidad más grande y prestigioso del mundo con más de 100.000 empresas evaluadas. YPF ha sido distinguida en la Categoría Oro, dentro el 5% de las empresas con mejor desempeño.

Derechos humanos

YPF reconoce y respeta los derechos humanos como un valor ético corporativo esencial. Más allá de cumplir con leyes y regulaciones vigentes en Argentina relativas a condiciones laborales, el cuidado de la salud y la seguridad de las personas, las asociaciones sindicales y el derecho a la negociación colectiva de trabajo, a la diversidad e igualdad de oportunidades y al respeto a las comunidades con las que interactúa, estamos también comprometidos a respetar las disposiciones de la Declaración Universal de Derechos Humanos de las Naciones Unidas y de la Declaración Relativa a los Principios y Derechos Fundamentales en el Trabajo, de la Organización Internacional del Trabajo, que forman parte de la legislación argentina. Este compromiso se expresa tanto en nuestro CDEyC como en la Política de Sustentabilidad, con un enfoque preventivo y de resguardo. En tal sentido, la Compañía cuenta con procesos de debida diligencia y estos temas son considerados además en los procesos de gestión de riesgos de las operaciones. Existe un proceso de mapeo específico de riesgos en derechos humanos que se revisa periódicamente. Existen mecanismos formales de quejas y denuncias sobre cuestiones de derechos humanos. Anualmente, actualizamos y ampliamos nuestro mapeo de riesgos de derechos humanos con la colaboración de un externo.

Adicionalmente tenemos una Política de Derechos Humanos y Relaciones con Comunidades. Política en la que YPF expresa su compromiso con el respeto de los derechos humanos de las personas que trabajan directamente en YPF y de las empresas prestadoras de servicios, asegurando, entre otras cosas, la existencia de procesos de gestión que protegen el ejercicio de los derechos laborales, como los sindicatos, y el derecho a convenios colectivos de trabajo, y que no permiten ningún tipo de ilegalidad, como el trabajo forzado o el trabajo infantil en ninguna etapa de la cadena de valor. Esta política está relacionada con el CDEyC de la compañía, y es aplicable a todas las empresas y sucursales de YPF, a sus subsidiarias y a las compañías cuya dirección es controlada por YPF S.A., así como a los proveedores y contratistas, y será notificada a nuestros socios de negocio. Todos los que formamos parte de YPF somos responsables del cumplimiento de esta política, de su difusión y de fomentar su cumplimiento.

Asuntos ambientales en Argentina

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

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

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 agencias reguladoras, podría requerir gastos adicionales en el futuro, incluida la instalación y operación de sistemas y equipos para medidas correctivas, y podría 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 reclamaciones 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, ambientales y operativos".

Contamos con un Sistema de Gestión de Excelencia Operacional, el cual está alineado con la Política Corporativa de Gestión de Riesgos de la Compañía en relación con nuestros activos, procesos, negocios y proyectos, integrando, en todas las etapas de sus ciclos de vida, criterios y acciones preventivas para la protección ambiental, la seguridad, la salud, la calidad, la integridad y la confiabilidad. Operamos no sólo en estricto cumplimiento de las políticas, normas y procedimientos, dentro del marco legal y regulatorio actual de Argentina, sino también adoptando proactivamente estándares de referencia en caso de ausencia de legislación específica.

Como ejemplo de nuestro trabajo hacia las mejores prácticas en la industria del Petróleo y Gas, hemos implementado un plan de inversión destinado a mejorar la calidad de los combustibles. Véase “Productos hidrocarbúricos con bajas 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 construcción de balsas, lo que también nos permite fortalecer la resiliencia de nuestras instalaciones a las nuevas condiciones climáticas de la región. Además, se están llevando a cabo tareas de mantenimiento para la conexión de descargas de seguridad a antorcha, para dar cumplimiento a la normativa vigente. En logística se desarrolla anualmente el plan de obras de integridad en tanques y ductos con el fin de asegurar la estanqueidad de los mismos.

Todos los años elaboramos planes en las distintas unidades de negocio para dar cumplimiento a distintas resoluciones medioambientales y de seguridad. También se realizan trabajos relacionados con las Resoluciones 785/2005 y 404/1994 sobre los tanques e inspecciones en ductos de acuerdo con la Resolución 120-E/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería (“MINEM”). En cumplimiento de las regulaciones del Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible de Provincia de Buenos Aires, también realizamos verificaciones de contenedores a presión.

YPF, y varias otras compañías industriales que operan en la ciudad de La Plata, Provincia de Buenos Aires, firmaron un acuerdo comunitario de respuesta ante emergencias junto con tres municipalidades y hospitales locales, bomberos y otros prestadores de servicios de salud y de seguridad para implementar un plan de contingencias ante emergencias. El objetivo de ese programa de ayuda mutua es evitar daños y pérdidas ocasionados por accidentes y emergencias industriales y ambientales. 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 regularmente. Todas ellas también están certificadas bajo la norma ISO 45001. Además, las refinerías La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huinca han sido verificadas de conformidad con la norma ISO 14064 respecto de los inventarios de origen industrial GEI y cuentan con sistemas de gestión energética certificados bajo la norma ISO 50001. Los sistemas de las refinerías son mejorados en forma permanente y revisados por organizaciones acreditadas.

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

Regulaciones ambientales

La sanción de los Artículos 41 y 43 de la Constitución Argentina, y de nuevas leyes nacionales, provinciales y municipales, ha fortalecido el marco legal que aborda el daño al medio ambiente. Los organismos legislativos y gubernamentales han adoptado una actitud más vigilante en lo atinente al acatamiento de las leyes y regulaciones relativas al medio ambiente, aumentando las sanciones por violaciones ambientales. De acuerdo con tales artículos, todos los habitantes argentinos gozan del derecho a un ambiente 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. El gobierno argentino establece los estándares mínimos para la protección del medio ambiente 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, nos encontramos sujetos a las disposiciones de la siguiente normativa nacional en materia ambiental (incluidas sus disposiciones reglamentarias):

- a) Constitución Nacional (artículos 41 y 43);
- b) Ley de Política Ambiental Nacional N° 25.675;
- c) Ley de Gestión Integral de Residuos de Origen Industrial y de Actividades de Servicios N° 25.612;
- d) Ley de Residuos Peligrosos N° 24.051;
- e) Ley de Gestión de Residuos Domiciliarios N° 25.916;
- f) Ley de Preservación de Recursos del Aire N° 20.284;
- g) Ley de Gestión Ambiental de Aguas N° 25.688;
- h) Ley de Gestión y Eliminación de Policlorobifenilos N° 25.670;
- i) Ley de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global N° 27.520;
- j) Ley 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;
- k) Código Penal; y
- l) Código Civil y Comercial de la Nación, que establece las normas generales del derecho de daños.

Estas normas abordan cuestiones ambientales, incluidos los límites a la descarga de desperdicios, las emisiones atmosféricas y los efluentes líquidos asociados con operaciones de petróleo y gas, la investigación, el manejo 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 extracontractuales 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. Estamos además sujetos a otras regulaciones provinciales y municipales, incluidas, entre otras, las relacionadas con el venteo de gas, 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 áreas de almacenamiento de hidrocarburos, refinerías de petróleo, estaciones de servicio de gas natural, 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 tal 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 incumplimiento de las auditorías y de las tareas de remediación o de seguridad incluyen la descalificación 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.

Durante el año 2023, 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 recurso gasista.

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.

En 2019, el Congreso Nacional aprobó la Ley de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global N° 27.520. que se centra en la implementación de políticas, estrategias, acciones, programas y proyectos que pueden prevenir, mitigar o minimizar los daños o impactos asociados con el cambio climático y explorar.

La SE a través de la Resolución N° 1.036/2021, la cual aprobó los Lineamientos para un Plan de Transición Energética para el 2030 y a través de la Resolución N° 517/2023, aprobó el Plan Nacional para la Transición Energética al 2030.

La SE aprobó en junio de 2023 los "Lineamientos y Escenarios para la Transición Energética al 2050". Además, el Gobierno Nacional en noviembre 2022 lanzó el "Plan Nacional de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático" que prevé una estrategia de transición energética. En tal sentido, el 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 acción climática debe ser justa, asequible y sostenible. El gobierno argentino emitió en abril de 2023 el "Segundo Plan Nacional de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático".

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.

La descripción de las principales regulaciones ambientales argentinas es un simple resumen y no pretende ser una descripción global del marco regulatorio argentino en materia ambiental. También son de aplicación varias regulaciones provinciales y municipales. El resumen se basa en las regulaciones argentinas relacionadas con asuntos ambientales vigentes a la fecha de este Prospecto. Debe tenerse en cuenta que tales regulaciones pueden sufrir cambios.

Gestión del agua

Nos hemos comprometido a gestionar el agua con un enfoque integral centrado en la sustentabilidad del recurso, tomando en cuenta su uso compartido con las comunidades aledañas donde operamos, el monitoreo de las captaciones y descargas de agua, promoviendo la eficiencia en su uso, priorizando las zonas con estrés hídrico, asegurando una adecuada gestión del consumo y la adecuada gestión de los efluentes generados. A través de la herramienta Aqueduct Water Risk Atlas ("herramienta Aqueduct") identificamos los puntos de entrada y aliviadero de agua que son de suministro de agua y descarga de efluentes ubicados en las cuencas de estrés hídrico.

Asimismo, en el 2023 participamos en la presentación del Formulario de Seguridad Hídrica, para formalizar y divulgar nuestra gestión del agua y por primera vez, lo hicimos público.

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

(i) Identificación de riesgos hídricos, que incluye:

- La evaluación global del riesgo hídrico asociado a las operaciones, a través de la herramienta Aqueduct que nos permite identificar riesgos hídricos relacionados con nuestras operaciones con puntos de captación de agua.
- La evaluación del impacto del uso del agua, a través de la herramienta Local Water Tool ("LWT2") aplicada 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 Water plan, herramienta que permite una mayor granularidad de análisis. A través de esta herramienta, visualizamos los escenarios de riesgo más probables.
- Metodología para evaluar el riesgo financiero en la seguridad del agua a nivel de instalación, que tiene lugar en 29 instalaciones prioritarias. Esta metodología se extenderá al resto de plantas en los próximos años.

(ii) Optimización del uso del agua basado en:

- La evaluación de la eficiencia en el uso del agua, medida con una metodología propia En 2023 continuamos con la verificación de la eficiencia en el uso del agua en las instalaciones con mayores extracciones: Complejo Industrial Luján de Cuyo (CILC), Complejo Industrial La Plata (CILP), No Convencional (NOC) y Rincón de los Sauces (RDLS).
- La valorización del agua. Mediante la herramienta Water Risk Monetizer establecimos precios internos del agua que deben ser utilizados en los análisis de sensibilidad de todos los proyectos críticos de inversión. En 2023 actualizamos los precios operaciones de YPF.
- Intensidad de extracción de agua dulce: establecimos el objetivo estratégico de la compañía de reducir en un 5% la intensidad de extracción de agua dulce para 2026, sobre la línea base promedio 2017-2019.

(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. Primero cubrimos Neuquén, Río Negro y Santa Cruz, Mendoza y Tierra del Fuego. En 2023 iniciamos el estudio en la Provincia de Chubut (cuenca del Golfo San Jorge). Esta investigación tiene aplicación directa en actividades de perforación y estimulación hidráulica y abandono y reparación de pozos.

La Compañía busca siempre 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. A falta de tal normativa, la Compañía aplica los estándares vigentes para la industria del petróleo y gas. Con este fin, 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 estos recursos se extraigan de una manera eficiente y respetuosa con el medio ambiente.

Generalmente, esta técnica usa agua y arena y menos de un 0,5% de químicos o aditivos. Estos aditivos son los mismos que los utilizados en los productos para el hogar y 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 (aprobada por la autoridad competente) de estos recursos se adquiere a partir de cuerpos de agua corriente y representa un pequeño porcentaje del flujo total, e involucra volúmenes mucho más bajos que los que se utilizan 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 en su Política de Excelencia Operacional.

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 peligrosidad e impacto ambiental; reutilizar, reciclar o recuperar los materiales de desecho; garantizar el tratamiento adecuado y la eliminación final, y establecer programas de mejora continua.

YPF identifica dentro de sus prioridades de sustentabilidad la economía circular y gestión de residuos con el fin de contribuir al logro de los OD. Planteamos los objetivos de recuperación de residuos por cada Vicepresidencia, identificando las metas interanuales hasta 2026. El objetivo de YPF es lograr el 25% de recuperación al 2026.

Desde 2012, venimos trabajando en iniciativas en nuestro segmento de Upstream para reducir sistemáticamente nuestro stock histórico de suelos con hidrocarburos. En 2021 alcanzamos el objetivo estratégico de reducción y hoy mantenemos las existencias 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 alcanzados en la gestión de residuos peligrosos, se encuentra la operación de la planta TRON AESA, ubicada en bloque Loma Campana. Esta planta reduce el volumen de lodos y recortes de perforación que se envían a tratamiento externo y también permiten recuperar el lodo de base oleosa para su reutilización. Continuamos trabajando en el proyecto de economía circular y nuestro equipo de trabajo multidisciplinario siguió adelante con la implementación de las iniciativas en 2023, entre las que se destacan las siguientes:

- Fortalecimiento de las sinergias con nuestros clientes/proveedores para identificar circuitos circulares en materiales y residuos.
- El proyecto para el reciclado de residuos electrónicos en asociación con una organización no gubernamental nos permitió reciclar más de 80,9 toneladas.
- Lavado y reciclado de plásticos con hidrocarburos, priorizando su reutilización para evitar las emisiones de CO2 derivadas de la incineración en la provincia de Santa Cruz.
- Creación de la categoría de economía circular dentro de INNOVÁ, que permite a los usuarios presentar ideas vinculadas con la mejora en gestión de residuos y en la economía circular. El equipo de Economía Circular evalúa la potencialidad de las propuestas con el fin de implementar ideas innovadoras vinculadas con gestión de residuos.
- Reutilización de catalizadores agotados provenientes de la unidad catalítica de craqueo de las refinerías de Luján de Cuyo y La Plata como correctores de aluminio en cementeras. Esta actividad reduce la extracción de materia prima virgen para las cementeras y la disposición final de residuos para los complejos industriales de YPF.
- Iniciativas en estaciones de servicio enfocadas en la reutilización de la borra del café y la recuperación y reutilización de aceite vegetal usado generado en nuestras tiendas Full.
- Impulsamos un proyecto para la producción de lubricantes a partir de bases regeneradas. Este proyecto nos permite minimizar el uso de materia prima virgen.

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 medio ambiente y la adopción de medidas compensatorias cuando proceda. Todos los sitios donde YPF ha llevado 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 anuales, en línea con los requisitos legales aplicables y con el propósito de la empresa de cuidar los ecosistemas y su diversidad durante el ciclo de vida de sus operaciones y productos, particularmente en áreas ecológicamente sensibles. Nuestras acciones en este ámbito se centran en analizar los riesgos, prevenir los impactos, rehabilitar el entorno y adoptar medidas compensatorias cuando correspondan, actividades que se documentan en planes de gestión del medio ambiente. Del total de áreas concesionadas, hay algunas que se solapan con un área de biodiversidad importante. 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 a 2026 para contar con un 90% de zonas de alta sensibilidad ambiental con plan de acción de biodiversidad específico 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 (“NO_x”), 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 contempla un plan de inversiones enfocado en la integridad, el mantenimiento y la mejora de las instalaciones y ductos. Incluye un procedimiento de respuesta y un sistema de comunicación informático que alerta automáticamente a la autoridad ambiental respectiva.

Anualmente, llevamos a cabo varios ejercicios teóricos y simulacros con la participación y asesoramiento de los consultores, incluyendo simulacros de nivel rojo donde participa la alta dirección.

En 2023, continuamos trabajando en planes de mitigación de riesgos, incluyendo la inspección de gasoductos peligrosos de líquidos y gas natural, y la reducción de tanques en estado de riesgo prioritario.

En 2023 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 aguas superficiales de Argentina, reduciendo así el potencial impacto ambiental de posibles derrames de petróleo offshore. Este acuerdo incluye la asistencia técnica y operativa en caso de derrames de petróleo en ríos o mares a causa de accidentes que involucren a buques petroleros o la exploración offshore y producción de hidrocarburo. También mantenemos actualizado nuestro convenio con Wild Well Control Inc. Para estar en condiciones de responder ante posibles explosiones.

Cambio climático y transición energética

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

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

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

Las principales iniciativas se centran en la reducción de las emisiones operativas de, a la vez que se trabaja y explora en nuevos negocios con baja emisión de carbono, iniciativas de compensación y programas de adaptación de las operaciones a futuros escenarios y riesgos potenciales. Desde 2019, hemos estado incluyendo criterios ambientales en el análisis de 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 al objetivo estratégico ambiental. Con ese fin, determinamos un precio de US \$ 50 por tonelada de CO₂e, un precio que se actualiza 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

Estamos trabajando para mejorar nuestra comprensión de las posibles vulnerabilidades climáticas de nuestras operaciones, así como para establecer medidas de adaptación a nivel de estrategias y activos.

La responsabilidad y la supervisión de la gestión de riesgos forman 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. 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. Los riesgos relacionados con el clima están vinculados a la transición y a 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 la transición energética podrían afectar nuestro negocio”.

Asimismo, hemos avanzado con la implementación de la herramienta BACLIAT, que nos permite evaluar los impactos climáticos de áreas de negocios a través de la observación de tendencias climáticas pasadas, actuales y futuras, detectar riesgos primarios e identificar acciones de mitigación para reducir la vulnerabilidad y alentar la acción temprana. Adicionalmente, , continuamos trabajando en el desarrollo de mapas de riesgos climáticos para identificar riesgos relacionados con el cambio climático en nuestras operaciones e instalaciones que pusimos a disposición de toda la Compañía a través de la plataforma web del Sistema de Información Geográfica . Estos mapas nos permiten identificar las operaciones e instalaciones expuestas al riesgo climático en diferentes escenarios climáticos potenciales y enfocarnos en aquellos que evidencian mayor riesgo para las medidas de implementación y adaptación de BACLIAT.

Nuestra estrategia de descarbonización

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

La estrategia de transición energética de YPF tiene tres pilares principales combinados con diferentes factores de ponderación, basados en plazos esperados que contribuyen de manera específica y colectiva con la transición de YPF a una empresa energética integral, así como la transición energética del país y la región: (i) operaciones de petróleo y gas de alto valor y bajas emisiones de carbono; (ii) crecimiento competitivo de energías eléctricas y renovables, y (iii) país líder en I&D para nuevas soluciones energéticas e iniciativas de compensación.

Planeamos hacerlo a través de un negocio responsable y transparente basado en la innovación, nuevas tecnologías, la excelencia operacional y la transformación de las operaciones y la cultura corporativa. En particular, en energía renovable, al proporcionar una fuerte inversión en I+D y proyectos en esta área, esperamos aumentar nuestra capacidad de generación de energía.

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

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

Para articular todos estos esfuerzos, así como en línea con el cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París y las NDC, hemos renovado nuestra hoja de ruta de transiciones energéticas que fija metas de corto y mediano plazo, concretas y mensurables, que son más ambiciosas que aquellas con las que ya contábamos, relacionadas tanto con la descarbonización del negocio de petróleo y gas como con la estimulación de energías renovables y otras nuevas soluciones energéticas.

Hemos establecido una nueva estrategia energética para contribuir a la neutralidad de carbono para 2050, así como impulsar el papel de la Compañía como promotora de la economía argentina. Estas metas se detallan en metas intermedias anuales que forman parte del plan de negocios de YPF, monitoreadas periódicamente, y se han agregado a las evaluaciones de desempeño de una parte de los empleados de la Compañía, incluidos los líderes ejecutivos, para influir en un porcentaje de las compensaciones. En última instancia, son una parte integral de cómo vemos nuestro negocio.

El compromiso es invertir en la descarbonización de la energía actual así como en el sistema energético del futuro. Para llevarlo 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 medio. Esto implica (i) la reducción de las emisiones de GEI (Scope 1) en más del 30% para 2027 (línea de base 2017); (ii) Emisiones de GEI (Alcance 1+2) para la producción ascendente no convencional inferior a 10 Kg CO2e/BOE para 2030; (iii) reducción de las emisiones de metano en un 30% de aquí a 2030 (referencia de referencia de 2021) (iv) Cero quemas rutinarias para 2030 y (v) El 50% de la electricidad comprada por la compañía en el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) será Renovable para 2027. Con respecto a la intensidad Scope 1 de la compañía hemos logrado una reducción de más del 30% respecto a 2017.

- En la COP N° 28, YPF se adhirió a la Carta de Descarbonización del Petróleo y el Gas, en la que los signatarios se han comprometido a operar con cero emisiones netas (Alcance 1+2) a más tardar en 2050, y a poner fin a la quema rutinaria para 2030, y a reducir a casi cero las emisiones de metano de upstream.
- Continuar desarrollando negocios de energía eléctrica y energía renovable a través de YPF EE, así como productos bajos en carbono.
- Participar en el desarrollo de los mercados de hidrógeno y litio (a través de YPF Litio S.A.), y explorar en pilotos de Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono, así como proyectos de compensación como proyectos forestales ubicados en la provincia de Neuquén. (Véase— Productos hidrocarbúricos con emisiones bajas en carbono).
- Desarrollar estrategias de adaptación al cambio climático para nuestras operaciones. Véase—Riesgos y resiliencia al cambio climático.

En cuanto a nuestro compromiso de descarbonización de las operaciones de petróleo y gas, continuamos trabajando en:

- Fortalecimiento del inventario de emisiones de GEI. Seguimos el Estándar de Contabilidad y Reporte Corporativo del Protocolo de GEI, que define tres alcances de las emisiones de GEI:
 - Alcance 1: emisiones directas de GEI de fuentes que son propiedad o están controladas por YPF.
 - Alcance 2: emisiones indirectas de GEI provenientes de la generación de energía comprada consumida por YPF.
 - Alcance 3: otras emisiones indirectas de GEI, incluidas las emisiones asociadas al uso de productos energéticos comercializados por YPF.

Además, los sistemas de gestión corporativa para medir la huella de carbono se verifican regularmente de acuerdo con la norma ISO 14064-1 sobre cuantificación, informe y gestión de GEI. Durante 2023 realizamos un proceso de verificación externa completa de todos los complejos industriales de YPF para los inventarios 2022 de los complejos La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huinul.

En 2020, comenzamos a calcular las emisiones de Alcance 3, aquellas relacionadas con las actividades de la Compañía, pero no bajo su control directo. Este es un trabajo en progreso que en el futuro se reforzará con datos cada vez más precisos. Una de las conclusiones fue que los productos vendidos a terceros son la categoría que más afecta el cálculo del inventario de GEI de YPF, con una participación que supera el 80% de la suma de los tres 3 tipos de emisiones (Alcances 1, 2 y 3). En este caso, se calcularon sobre la base de productos vendidos en Argentina y en los mercados internacionales, asumiendo que todos fueron quemados. La lista incluía gasolina, diesel, combustible para aviones, fueloil, GLP, búnker, gas natural y lubricantes. También desarrollamos una estimación parcial de los principales materiales comprados e incluimos las emisiones asociadas a la gestión de los residuos generados en las operaciones y franquicias.

- Minimizar el gas natural enviado a las llamaradas y el gas natural ventilado 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 ya realizadas en tierra con cámaras de detección portátiles. La compañía continuó tomando imágenes satelitales para la detección de fugas y comenzó a probar nuevas tecnologías como drones y sensores fijos en el campo. En 2023 implementamos el monitoreo continuo de emisiones y campañas de detección y reparación de fugas en la superficie utilizando tecnología de ultrasonido. Estas campañas se incluyen en un plan anual y siguen un procedimiento específico. Ya 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.
- Monitorear 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 crudo a través de la recuperación de gas quemado en los complejos industriales La Plata y Luján de Cuyo. Los gases residuales se comprimen e inyectan en el sistema de combustible para alimentar hornos y calderas, evitando así la necesidad de utilizar gas natural y fuel oil para calefacción. En 2023, el CO₂ se redujo en alrededor de 265.000 tCO₂ entre ambos proyectos. Estamos trabajando en la instalación de un compresor de recuperación de gas quemador en la refinería Plaza Huinul que se espera que comience en 2024.
- Promoción de las fuentes renovables: con el fin de reducir las emisiones asociadas al consumo y compra de energía, nos centramos en la búsqueda de mayores niveles de eficiencia energética en todos los negocios y en el uso progresivo de energías con una menor huella de carbono, incluidas las fuentes renovables a través de YPF EE. La compra de energía de la compañía fue de más de 640.000 MW, lo que la convierte en la empresa con mayor oferta de este tipo de energía sustentable en Argentina. Esto permitió evitar emisiones cercanas a 300.000 toneladas de CO₂ al año. Este suministro eléctrico es proporcionado principalmente por YPF EE, que permite cubrir cerca del 52% de la demanda eléctrica de YPF con energías renovables como promedio de 2023 (representa el promedio de energía eléctrica renovable comprado sobre el total de energía eléctrica comprado por la Compañía en el MEM), por encima de la meta establecida por la legislación nacional.

Productos hidrocarburíferos con bajas emisiones de carbono

YPF no solo busca disminuir su huella de carbono en la producción de hidrocarburos, sino también ofrecer a sus clientes finales productos basados en petróleo y gas que generen menos emisiones de CO₂e. La estrategia para el logro de esta meta se concentra en la adaptación de las refinerías a las nuevas especificaciones de combustibles bajos en azufre y a hidrocarburos más livianos. Con ello buscamos además responder a los cambios en la demanda y a las expectativas de los clientes. Cada vez que actualizamos nuestros combustibles de máxima calidad, incorporamos mejoras en el equilibrio entre el consumo energético y la capacidad otorgada por el producto.

En 2019, la Resolución 558/2019 de la SE (y sus posteriores enmiendas) sustituyó el anexo I Resolución N.º 5/2016 de la Secretaría de Recursos de Hidrocarburos ("SSR") y estableció reajustes para las especificaciones sobre el contenido de azufre en gasoil grado 2 y naftas, que deben cumplirse a partir de diciembre 2025. En respuesta, desde 2018 hemos estado realizando inversiones en infraestructura, como la instalación de una nueva unidad de hidrotratamiento de naftas de coque y optimizaciones en las unidades de magnaforming e hidrotratamiento de naftas de fluido catalítico de cracking (FCC) en el Complejo Industrial La Plata, las mejoras del hidrotratamiento de naftas y una nueva unidad desulfuradora en la Refinería Luján de Cuyo. Se estima la puesta en marcha progresiva de estas unidades a partir de 2024 y 2025 con una inversión total estimada de más de US\$ 983 millones.

Al mismo tiempo, YPF es el principal comprador y mezclador de biocombustibles en la Argentina, con más de 12 millones de metros cúbicos adquiridos desde que comenzaron a regir los cortes obligatorios.

Para más información véase “–Asuntos ambientales en Argentina – Regulaciones ambientales”.

Seguridad

Garantizar el cuidado de la salud y 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, de producción de petróleo y gas, plantas de gas, 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 el trabajador. Además, no sólo operamos en cumplimiento del marco regulatorio vigente y de la normativa interna aplicable, basada en nuestra Política 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 al 100% de los empleados, empleadas y contratistas de YPF y abarca tres aspectos fundamentales:

- La identificación y mitigación de riesgos laborales y de procesos para prevenir incidentes.
- El fortalecimiento de la capacidad de respuesta de la empresa 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 a la Vicepresidencia de Calidad, medio ambiente y seguridad y a el Vicepresidente 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 que se suspenda 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, incorporada a 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.

Para las instalaciones que son sometidas a modificaciones, tanto estructurales como de procesos, se deben analizar previamente los alcances y las consecuencias de los potenciales accidentes a través de estudios de los riesgos específicos. Para las situaciones en las que nuestro personal debe llevar a cabo trabajos no rutinarios se aplican metodologías in situ, identificadas como permisos de trabajo. Todos los accidentes de trabajo son registrados en el sistema SIGEO (Sistema Integral de Gestión de Excelencia Operativa), en el cual no solo 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 todas las personas empleadas de manera directa y a través de contratistas. Al mismo tiempo, constantemente se sensibiliza e informa con contenidos sobre seguridad para toda la organización a través de acciones en las plataformas corporativas en línea. 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 contratada. En 2022 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 su impacto potencial.

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

Respuesta ante emergencias

La empresa 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 2023 el índice de incidentes de seguridad de procesos disminuyó en comparación con 2022. 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 análisis de riesgos que pueden afectar a los trabajadores, las comunidades, el medio ambiente, 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 cuando así lo exige la situación. Además, se hacen los registros pertinentes y posteriormente se lleva a cabo la investigación del caso. Los aprendizajes obtenidos permiten adecuar emergencias y sistema de gestión de 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 de los diferentes tipos de amenazas de ciberseguridad. La gestión de riesgos de ciberseguridad es responsabilidad de nuestro equipo de Gestión de Riesgos Cibernéticos, supervisado por el Gerente del Departamento de Ciberseguridad (“CISO”, por su sigla en inglés).

La gestión de la Ciberseguridad y de la Seguridad Corporativa se encuentra alineada con la Política de Gestión de Riesgos Corporativos, que se aplica permanentemente en toda la organización, integrando los diferentes equipos para construir una cultura y desarrollar las mejores prácticas en la gestión de riesgos. Esta cultura concuerda con nuestros valores éticos corporativos, incluidos 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 Código de Ética y Conducta y en las políticas complementarias de la Compañía.

Nuestra Política Corporativa de Gestión de Riesgos se basa en la Norma ISO 31000 “Gestión del Riesgo de la Organización Internacional de Normalización” 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 así que YPF priorice los esfuerzos de gestión de riesgos y evalúe los niveles de criticidad tanto de los riesgos inherentes como los residuales. El Modelo de Gestión de Riesgos de la Compañía cuenta con el soporte de un software integral implementado 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 complicados, YPF mantiene su compromiso de volcar sus esfuerzos para intensificar sus capacidades de detección, prevención y monitoreo. La Compañía evalúa en forma consistente y, cuando es necesario, intensifica las medidas de seguridad cibernética para reducir el riesgo de ciberataques. Esto incluye la adopción de software y herramientas diseñadas para una detección oportuna de posibles intrusiones, promoviendo la reparación para responder a intrusiones y maximizando la resiliencia de la Compañía en caso de incidentes destructivos de ciberseguridad. En cuanto al plan de respuesta de la Compañía ante incidentes de ciberseguridad, YPF ha implementado un mecanismo de revisión permanente que incluye procesos para evaluar, analizar la gravedad, escalar, contener, investigar y remediar incidentes de ciberseguridad, que podría contribuir en la mitigación de los daños que afectan las operaciones, la marca y la reputación de YPF.

En el transcurso de 2023, se llevaron a cabo varias actividades de concientización y capacitación enfocadas en lograr una formación más exhaustiva en la tecnología de la Compañía, abarcando áreas como la 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 de ciberseguridad y los incidentes de ciberseguridad, todo con el fin de proteger a YPF de las nuevas amenazas seguridad.

En la actualidad, la Compañía está diseñando y desarrollando el centro de monitoreo de tecnología de operaciones de seguridad con el fin de ampliar el alcance del monitoreo y detectar incidentes de ciberseguridad en redes industriales en una etapa inicial.

Para reforzar su ciberseguridad, YPF contrata proveedores externos para realizar pruebas de penetración en sus sistemas y lleva a cabo actividades de monitoreo permanente para detectar posibles riesgos cibernéticos.

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.

Funciones del Directorio y de la Primera Línea Gerencial 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, gerencias de 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 políticas y prácticas de acuerdo con las mejores prácticas en la gestión de riesgos de ciberseguridad, entre otras.

La experiencia relevante de nuestro CISO, cargo creado en 2021, es la siguiente:

Leonardo Oscar Iglesias

Nacimiento: 25 de marzo de 1977.

Cargo actual: CISO desde enero de 2023.

Otro cargo actual: Ninguno.

Acciones en YPF: Menos del 1%.

Experiencia: Durante más de 20 años, el Sr. Iglesias ha desempeñado diversos cargos en diferentes áreas de la tecnología dentro de la Compañía. Ha tenido el rol de orador y moderador en numerosos paneles de ciberseguridad y actualmente ocupa el cargo de Presidente de la Comisión de Ciberseguridad en el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas ("IAPG"). Ocupó el cargo de Gerente de Arquitectura Empresarial hasta diciembre de 2022. Es nuestro "CISO" desde enero 2023 y reporta a la Vicepresidencia de Tecnología desde diciembre 2023.

Educación: 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. Está certificado en diferentes tecnologías.

Relaciones familiares: No tiene relaciones familiares con miembros del directorio ni de la primera línea gerencial.

Seguros

El alcance y la cobertura de las pólizas de seguro y las obligaciones de indemnización que se comentan 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 el orden público y por otros aspectos. También podemos estar sujetos a potenciales responsabilidades para las que no estamos asegurados o que superen nuestra cobertura de seguro, incluidas las responsabilidades mencionadas en véase "Información de la emisora— Riesgos relacionados con nuestro negocio—Es posible que no tengamos un seguro suficiente para cubrir todos los riesgos operativos a los que estamos sujetos", "Información de la emisora —Riesgos relacionados con nuestro negocio—Las actividades de petróleo y gas están sujetas a importantes riesgos económicos, sociales, ambientales y operativos" y "Información de la emisora —Riesgos relacionados con nuestro negocio—Podemos incurrir en costos y obligaciones significativos relacionados con asuntos ambientales de salud y seguridad".

Responsabilidad por daños

Aseguramos nuestras operaciones contra los riesgos inherentes a la industria del petróleo y gas, incluso contra la pérdida o el daño a los bienes y nuestros equipos, incidentes de control de pozos, 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. Nuestra póliza de seguro de responsabilidad civil que cubre nuestras operaciones en Argentina provee cobertura de responsabilidad civil de hasta US\$ 400 millones por incidente, con una franquicia de US\$ 2 millones, en cada siniestro. Ciertos tipos de incidentes, como la contaminación intencional y la contaminación gradual y progresiva están excluidos de la cobertura de la póliza.

Nuestra póliza de seguro daños materiales e interrupción del negocio proporciona cobertura para pérdidas o daños físicos con respecto a, pero no limitado a, propiedad en tierra y costa afuera de cualquier tipo y descripción, hasta US \$ 1,5 mil millones y hasta US \$ 800 millones por todos y cada uno de los incidentes para operaciones downstream y para operaciones upstream, respectivamente, pero hasta US \$ 1,5 mil millones por todos y cada uno de los incidentes combinados para operaciones de downstream y upstream, con deducibles variables de entre US\$ 5 millones y US\$ 10 millones, incluyendo interrupción del negocio y pérdida de producción con deducibles de 90 días para operaciones Downstream y 60 días para operaciones Upstream.

Bajo la normativa argentina, estamos obligados a contratar con aseguradoras especializadas (“Aseguradoras de Riesgos de Trabajo”) seguros que cubran el riesgo de lesiones personales y pérdida de la vida de nuestros empleados. Nuestras pólizas de seguros cubren gastos médicos, pérdida de salarios y pérdida de la vida, por las sumas establecidas en la normativa aplicable. Estas disposiciones normativas se aplican también a todos nuestros contratistas.

Hemos adoptado una posición en los acuerdos celebrados con los contratistas que prestan servicios de perforación, mantenimiento de pozos y otros servicios para nuestras operaciones de upstream (“acuerdos de servicios de E&P”), por la cual los contratistas son generalmente responsables de indemnizarnos en diversos grados por ciertos daños causados por su personal y sus bienes sobre la superficie de perforación. Del mismo modo, somos generalmente responsables en nuestros contratos de perforación de indemnizar a nuestros contratistas por los daños causados por nuestro personal y nuestros bienes sobre la superficie de perforación.

En relación con las pérdidas o responsabilidades derivadas de daños subterráneos, hemos acordado con algunos contratistas que YPF asume la responsabilidad de indemnizarlos, siempre que tales daños no fueran causados por negligencia del contratista, en cuyo caso el contratista será responsable hasta una suma limitada acordada por las partes en los acuerdos de servicios de E&P. Sin embargo, también hemos acordado con algunos contratistas que YPF deberá responder e indemnizarlos en caso de daños subterráneos, salvo que tales daños o responsabilidades sean producto de una negligencia grave o dolo de los contratistas, en cuyo caso el contratista responderá en su totalidad o, en ciertos casos, hasta una suma limitada.

Los acuerdos de servicios de E&P suelen establecer que los contratistas son responsables de la contaminación, incluidos los costos de saneamiento y daños a terceros causados sobre la superficie por el derrame de sustancias bajo su control, siempre que el daño fuera causado por negligencia o dolo del contratista. En el caso de la contaminación subterránea, los contratistas también suelen ser responsables de los daños causados por su negligencia o su conducta dolosa. Sin embargo, en este último caso los daños también se limitan, por lo general, a una cantidad acordada entre las partes en el acuerdo de servicios de E&P.

También somos socios de varias UTE y proyectos ajenos a nuestro control. Las disposiciones contractuales, así como nuestras obligaciones derivadas de cada acuerdo, pueden variar. En algunos casos, la cobertura de seguro es proporcionada por la póliza de seguro suscrita por el operador, mientras que, en otros, nuestros riesgos están cubiertos por nuestra póliza de seguro que abarca nuestras operaciones en Argentina. Además, en determinados casos se puede contratar un seguro que cubra los daños o incidentes específicos que no están previstos en la póliza de seguro del operador. También retenemos el riesgo de responsabilidad no indemnizado por el operador del yacimiento o del equipo de perforación en exceso de nuestra cobertura de seguros.

Con respecto a los contratos de servicios de downstream, los contratistas generalmente deben responder por los daños de su propio personal y causados por ellos a terceros, y generalmente nos indemnizan por los daños del equipo. Normalmente se incluye una cláusula de indemnidad mutua por daños indirectos, como los derivados de la interrupción del negocio o el lucro cesante.

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. A la fecha de este Prospecto la Sociedad no ha emitido acciones preferidas.

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, que quedarán sujetos a la aprobación de la siguiente Asamblea de Accionistas. 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 “—Monto disponible para distribución de dividendos”.

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

Así, el 6 de marzo de 2024, el Directorio propuso a la Asamblea de Accionistas, previa deducción de los montos cuya distribución se encuentra restringida: (i) Desafectar íntegramente la reserva para futuros dividendos, la reserva para compra de acciones propias y la reserva para inversiones; (ii) Absorber las pérdidas acumuladas en resultados no asignados hasta \$ 1.003.419 millones contra los importes correspondientes a las reservas desafectadas (iii) Destinar la suma de \$ 28.745 millones a constituir una reserva para la adquisición de acciones propias, al efecto de otorgar al Directorio la posibilidad de adquirir acciones propias en el momento que considere oportuno para su afectación a los planes de beneficios basado en acciones (de acuerdo con los artículos 64 y 67 de la Ley N° 26.831); (iv) Destinar la suma de \$ 3.418.972 millones a constituir una reserva para inversiones en los términos del artículo 70, párrafo tercero de la LGS.

No determinamos ningún dividendo para los ejercicios cerrados el 31 de diciembre de 2023, el 31 de diciembre de 2022 y el 31 de diciembre de 2021.

Para obtener información sobre la tributación de los dividendos, véase “—Carga tributaria—Impuestos en Argentina”.

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 Regulaciones 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:

- (1) El 5% como mínimo de las ganancias líquidas, más (menos) los ajustes del ejercicio fiscal anterior, al fondo de reserva legal hasta que la reserva alcance el 20% del capital suscrito.
- (2) Una remuneración del directorio y de la comisión fiscalizadora. 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”.
- (3) Una distribución de dividendos de acciones preferidas, en su caso; y a los dividendos acumulados no pagados, según el caso (YPF S.A. actualmente no tiene acciones preferidas).
- (4) El saldo 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 Regulaciones 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 ORGANO DE FISCALIZACIÓN, MIEMBROS DEL COMITÉ DE AUDITORÍA Y ASESORES

La Ley N° 26.741 ("Ley de Expropiación") establece que YPF continuará sus operaciones como una "sociedad anónima abierta" y la gestión de las acciones sujetas a expropiación se llevará a cabo de acuerdo a los siguientes principios: (i) contribución estratégica de la compañía según los objetivos establecidos en la Ley de Expropiación; (ii) la gestión de la compañía de acuerdo a las mejores prácticas de la industria y el gobierno corporativo, preservando los intereses de los accionistas de YPF S.A. y creándoles valor; y (iii) la gestión profesional de la compañía. Véase adicionalmente "Información de la Emisora – La Sociedad".

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. El ejercicio en que fueron designados y el ejercicio de vencimiento de su mandato se detallan a continuación:

Nombre	Cargo	Fecha de nacimiento	Director desde ⁽³⁾	Mandato vence en ⁽⁴⁾	DNI	CUIL
Horacio Daniel Marín	Presidente del Directorio	8 de mayo de 1963	2023	2024	16.260.926	20-16260926-3
Nicolás José Posse ⁽¹⁾	Director	4 de febrero de 1966	2023	2024	17.953.379	20-17953379-1
Mario Eduardo Vázquez	Director	11 de noviembre de 1935	2023	2024	5.601.952	23-05601952-9
Carlos Manuel Bastos	Director	11 de agosto de 1949	2023	2024	8.009.192	20-08009192-4
José Rolandi	Director	12 de marzo de 1979	2023	2024	27.183.940	20-27183940-6
Omar Gutiérrez	Director	24 de septiembre de 1967	2023	2024	18.629.301	20-18629301-1
Emiliano José Mongilardi	Director	28 de septiembre de 1986	2023	2022	32.590.860	20-32590860-3
Horacio Oscar Forchiassin ⁽²⁾	Director	6 de mayo de 1955	2020	2024	11.518.954	23-11518954-9
Jimena Hebe Latorre	Directora	6 de agosto de 1986	2024	2024	32.427.363	27-32427363-3
María de los Ángeles Roveda	Directora	30 de abril de 1978	2023	2024	26.389.040	27-26389040-5
Gerardo Damián Canseco ⁽²⁾	Director	14 de abril de 1965	2023	2024	17.234.624	20-17234624-4
Guillermo Alberto Francos ⁽¹⁾	Director suplente	20 de abril de 1950	2023	2024	8.400.204	20-08400204-7
Santiago Martínez Tanoira ⁽²⁾	Director suplente	6 de septiembre de 1972	2017	2024	22.962.398	20-22962398-3
Silvia Noemí Ayala ⁽²⁾	Directora suplente	2 de noviembre de 1966	2020	2024	18.420.776	27-18420776-7
Mauricio Alejandro Martín ⁽²⁾	Director suplente	29 de julio de 1971	2023	2024	22.075.717	20-22075717-0
María Martina Azcurra ⁽²⁾	Directora suplente	5 de marzo de 1971	2020	2024	22.098.951	27-22098951-3
Guillermo Gustavo Koenig	Director suplente	18 de abril de 1966	2023	2024	17.575.099	20-17575099-2
Carla Antonela Matarese	Directora suplente	31 de octubre de 1979	2023	2024	28.075.248	27-28075248-2
Hugo Eduardo Rodríguez	Director suplente	5 de diciembre de 1962	2023	2024	16.781.405	20-16781405-1
Pamela Fernanda Verasay	Directora suplente	26 de abril de 1980	2024	2024	28.159.195	27-28159195-4
Julio Alejandro Schiantarelli ⁽²⁾	Director suplente	23 de agosto de 1957	2024	2024	13.182.731	20-13182731-9

(1) En representación de las acciones Clase A.

(2) Al 10 de abril de 2024, la persona posee menos del uno por ciento 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 1 ejercicio fiscal que finalizó el 31 de diciembre de 2023, pero permanecen en el cargo hasta que la próxima Asamblea de Accionistas designe al Directorio para el ejercicio fiscal que finaliza el 31 de diciembre de 2024. Se espera que la próxima Asamblea de Accionistas sea el 26 de abril de 2024.

La Asamblea General y Extraordinaria de Accionistas Clase A y Clase D de fecha 28 de abril de 2023 designó a José Ignacio de Mendiguren como Director Titular y a Gabriel Martín Vienni como Director Suplente de acciones Clase A, y a Pablo Gerardo González, Pablo Aníbal Iuliano, Gerardo Damián Canseco, Norberto Alfredo Bruno, Horacio Oscar Forchiassin, Ignacio Perincioli, Emilio Javier Guñazú Fader, Pablo Francisco Juan Kosiner, María del Carmen Alarcón y Celso Alejandro Jaque, como Directores Regulares de acciones Clase D. La citada Asamblea de Accionistas también designó como Directores Suplentes de las acciones Clase D a Julio Alejandro Schiantarelli, Guillermo Rafael Pons, Adrián Felipe Peres, Silvina del Valle Córdoba, Miguel Lisandro Nieri, María de los Ángeles Roveda, María Martina Azcurra, Santiago Martínez Tanoira, Silvia Noemí Ayala y Santiago Álvarez. Todos los directores fueron nombrados para servir durante 1 año fiscal. El Directorio de fecha 28 de abril de 2023 designó a Pablo Gerardo González como Presidente del Directorio.

El Directorio de la Sociedad consideró y resolvió, en su reunión del 8 de noviembre de 2023, aceptar la renuncia presentada por Pablo Francisco Juan Kosiner, como Director de acciones Clase D. Adicionalmente, de acuerdo con el orden de sustitución resuelto por la Asamblea General y Especial de Accionistas Clase A y Clase D Ordinaria y Extraordinaria de fecha 28 de abril de 2023, María de los Ángeles Roveda, quien había sido designada directora suplente en la referida reunión, asumió como Directora en reemplazo de Pablo Francisco Juan Kosiner, hasta la elección de nuevos directores por parte de la Asamblea de Accionistas.

En su reunión celebrada el 29 de noviembre de 2023, el Directorio de la Compañía consideró y aceptó la renuncia de Santiago Álvarez como Director Suplente de acciones Clase D.

El Directorio, en su reunión celebrada el 14 de diciembre de 2023 aceptó las renunciaciones de Pablo Gerardo González, Pablo Aníbal Iuliano, María del Carmen Alarcón, Celso Alejandro Jaque, Norberto Alfredo Bruno e Ignacio Perincioli, como Directores Titulares de Acciones Clase D, así como de Guillermo Rafael Pons, Adrián Felipe Peres y Silvina del Valle Córdoba, como Directores Suplentes de la Clase D, por razones estrictamente personales. Asimismo, el Directorio aceptó las renunciaciones de José Ignacio de Mendiguren a su cargo de Director Titular de las acciones Clase A, y de Gabriel Martín Vienni como Director Suplente de las acciones Clase A. De conformidad con el artículo 258 de la LGS y el artículo 13 de los Estatutos Sociales, La Comisión Fiscalizadora de la Clase A designó a Nicolás José Posse como Director Titular de las acciones Clase A y a Guillermo Alberto Francos como Director Suplente de las acciones Clase A debido a las vacantes que se produjeron, con mandato hasta la elección de nuevos directores por la Asamblea de Accionistas. Asimismo, la Comisión Fiscalizadora designó a Horacio Daniel Marín, Mario Eduardo Vázquez, José Rolandi, Carlos Manuel Bastos, Omar Gutiérrez y Emiliano Mongilardi como Directores Titulares de las acciones Clase D, y a Guillermo Gustavo Koenig como Director Suplente de las acciones Clase D en sustitución de Omar Gutiérrez, Carla Antonela Matarese como Director Suplente de las acciones Clase D en sustitución de Emiliano José Mongilardi, Hugo Rodríguez como Director Suplente de las acciones Clase D en sustitución de Horacio Forchiassin, y Mauricio Alejandro Martín como Director Suplente de las acciones Clase D, todas ellas con mandato hasta la elección de nuevos directores por parte de la Asamblea de Accionistas.

El Directorio, en su reunión celebrada el 26 de enero de 2024, aceptó las renunciaciones de Emilio Javier Guiñazú Fader y Miguel Lisandro Nieri como Directores Titulares y Suplentes de las acciones Clase D, respectivamente.

De conformidad con el artículo 258 de la LGS y el artículo 13 de los Estatutos Sociales, los miembros de La Comisión Fiscalizadora de las Acciones Clase D designaron a Jimena Hebe Latorre como Directora Titular y a Pamela Fernanda Verasay como Directora Suplente de las acciones Clase D.

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

Con fecha 22 de marzo 2024, el Directorio de YPF S.A. convocó a Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria y Especial Ordinaria Clases A y D a celebrarse el 26 de abril de 2024 en su sede social.

Intereses comerciales externos y experiencia de los miembros del Directorio

Horacio Daniel Marín

Fecha de nacimiento: 8 de mayo de 1963.

Posición Actual: Director Titular y Presidente del Directorio. Gerente General (“CEO”) de la Compañía.

Independiente: No.

Cargos en otros directorios: No.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 16.260.926; CUIL N° 20-16260926-3.

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

Experiencia: A lo largo de sus 35 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. Es Presidente de YPF desde el 14 de diciembre de 2023 y se desempeña como nuestro CEO desde el 26 de enero de 2024.

Formación: Es Ingeniero Químico egresado de la Universidad Nacional de La Plata. En 1994 completó su maestría en Ingeniería de Petróleo en la Universidad de Texas en Austin. En 2009 asistió al Programa Ejecutivo de la Universidad de Stanford en la Graduate School of Business.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

Nicolás José Posse

Fecha de nacimiento: 4 de febrero de 1966.

Posición Actual: Director Titular.

Independiente: Sí.

Cargos en otros directorios: No.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 17.953.379, CUIL N° 20-17953379-1.

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

Experiencia: Cuenta con más de 25 años de experiencia en Dirección General a nivel nacional y regional, cuenta con vasta experiencia en cambio cultural, adopción de una cultura ágil dentro de una organización, liderazgo y comunicación, procesos de cambio, mejora continua, calidad y transformación digital. Tiene experiencia en la gestión de proyectos innovadores y startups en diversas industrias y sectores empresariales. Trabajó durante 10 años en Molinos Río de La Plata como Gerente Regional del Mercosur en la unidad de negocios de Pastas. Se desempeñó como Director de Marketing en Telecom Argentina y como Director General en Red Bull para la Región del Río de La Plata. Entre 2007 y 2009 se desempeñó como Chief Operating Officer y luego como CEO de Interbaires (Duty Free Shops) en el sistema aeroportuario argentino. Se desempeñó como Director de Proyectos del Corredor Bioceánico Aconcagua en Corporación América entre 2007 y 2015. Se desempeñó como Gerente General de la unidad de negocios Sur de Aeropuertos Argentina 2000 desde julio de 2016 hasta diciembre de 2023.

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

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

Mario Eduardo Vázquez

Fecha de nacimiento: 11 de noviembre de 1935.

Posición Actual: Director Titular.

Independiente: Sí.

Cargos en otros directorios: Miembro del Directorio de Mercado Libre Inc. y Despegar.com Corp.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 05.601.952; CUIL N° 23-05601952-9.

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

Experiencia: El Sr. Vázquez trabajó en Arthur Andersen durante 32 años hasta 1993, donde fue nombrado Director General durante 22 años y dirigió operaciones en Argentina, Uruguay, Paraguay y Chile. Fue miembro del Consejo de Administración de Telefónica España S.A. de 2000 a 2006 y Presidente del Consejo de Administración del Grupo Telefónica Argentina S.A. de 2003 a 2007. El Sr. Vázquez también fue miembro del directorio de YPF S.A. (siendo también Presidente del Comité de Auditoría) entre marzo de 2008 y junio de 2012, Telefónica Chile S.A., Central Puerto S.A., Banco Santander Río S.A., La Buenos Aires Seguros, Banco Supervielle Société General S.A., Hoteles Sheraton de la Argentina S.A. y Globant S.A. El Sr. Vázquez actualmente se desempeña en el directorio y como presidente del Comité de Auditoría de Mercado Libre, Inc. y Despegar.com Corp. Asimismo, el Sr. Vázquez actuó en varias entidades sin fines de lucro como FIEL, CARI, IDEA (siendo miembro actual del comité de ética), Fundaleu, Fundace, Fundación Telefónica, Cámara Argentina de Comercio y Servicios, Cámara Española de Comercio de la República Argentina, Instituto de Auditores Internos, Instituto Técnico de Contadores, Organismo Argentino de Acreditaciones y Foro Empresarial del Mercosur.

Formación: Es Contador Público egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

Carlos Manuel Bastos

Fecha de nacimiento: 11 de agosto de 1949.

Posición actual: Director Titular.

Independiente: No.

Cargos en otros directorios: Director de Metrogas e Integra Recursos Naturales S.A. y Vicepresidente de Andina Electricidad S.A.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 08.009.192; CUIL N° 20-08009192-4.

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

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.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

José Rolandi

Fecha de nacimiento: 12 de marzo de 1979.

Posición actual: Director Titular.

Independiente: No.

Cargos en otros directorios: No.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 27.183.940; CUIL N° 20-27183940-6.

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

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 ITBA

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

Omar Gutiérrez

Fecha de nacimiento: 24 de septiembre de 1967.

Posición actual: Director Titular.

Independiente: Sí.

Cargos en otros directorios: No.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 18.629.301; CUIL N° 20-18629301-1.

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

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". Desde 2014 a 2016, fue director suplente del Directorio de YPF S.A.

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

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

Emiliano José Mongilardi

Fecha de nacimiento: 28 de septiembre de 1986.

Posición actual: Director Titular.

Independiente: No.

Cargos en otros directorios: No.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 32.590.860; CUIL N° 20-32590860-3.

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

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 de 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 de la Provincia de Chubut.

Formación: Diploma de Gestión y Administración del Instituto Educativo Argentino (IEA), especializado en comercio internacional.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

Horacio Oscar Forchiassin

Fecha de nacimiento: 6 de mayo de 1955.

Posición Actual: Director Titular.

Independiente: Sí.

Cargos en otros directorios: No.

Acciones en YPF: Posee menos del 1% de acciones Clase D.

DNI y CUIL: DNI N° 11.804.778, CUIL N° 20-11804778-9.

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

Experiencia: El Sr. Forchiassin ocupó diversos cargos en Transportes Dimópulos S.R.L desde 1973 hasta que se convirtió en Gerente de Operaciones entre enero de 1980 y septiembre de 1991. Entre 1991 y 1995 se desempeñó en Operaciones Especiales Argentinas S.A. como Gerente Comercial. De 1995 a 2016 ocupó diversos cargos en NOV Tuboscope Vetco de Argentina S.A., incluyendo Gerente de Operaciones para la regional sur y Gerente de Operaciones para Argentina hasta que fue nombrado Gerente General en enero de 2011. También fue miembro del Directorio, sirviendo como Presidente y Gerente General desde marzo de 2012 hasta diciembre de 2016. En ese mismo período fue Director en Tuboscope Vetco de Canadá Inc. Entre marzo de 2013 y diciembre de 2016, fue Director de Black Max Argentina S.A.

Formación: Es Ingeniero Mecánico por la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, de Comodoro Rivadavia, Provincia de Chubut.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

Jimena Hebe Latorre

Fecha de nacimiento: 6 de agosto de 1986.

Posición actual: Directora Titular.

Independiente: Sí.

Cargos en otros directorios: Miembro del directorio del Instituto Argentino de la Energía General Mosconi y de la Fundación Alem.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 32.427.363; CUIL N° 27-32427363-3.

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

Experiencia: La Sra. Latorre ocupó el cargo de Asesora Jurídica en el Ministerio de Transporte del Gobierno de la Provincia de Mendoza. Luego se desempeñó como Coordinadora de Gabinete de la Secretaría de Servicios Públicos y en 2018 asumió como Presidenta del directorio del Ente Provincial Regulador Eléctrico ("EPRE") de la Provincia de Mendoza, cargo que ocupó hasta su asunción como Diputada Nacional en diciembre de 2019. Fue autoridad en la Comisión de Energía y Combustibles de la Cámara de Diputados de la Nación entre 2019 y 2023, y presentó numerosos proyectos de ley relacionados con el tema y solicitudes de informes dirigidas a la cartera de energía del Poder Ejecutivo. Actualmente es Ministra de Energía y Medio Ambiente de la Provincia de Mendoza.

Formación: Es abogada con orientación Registral y Notarial, de la Universidad de Mendoza. Tiene un posgrado con Diploma en Código Civil y Comercial de la Facultad de Derecho de la Universidad de Cuyo y está en curso de una maestría en gobierno y administración pública en América Latina de la Universidad de Pompeu Fabra en Barcelona.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

María de los Ángeles Roveda

Fecha de nacimiento: 30 de abril de 1978.

Cargo actual: Directora Titular.

Independiente: Sí.

Cargos en otros directorios: Presidente y Miembro del Directorio de Pampetrol S.A.P.E.M.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 26.389.040; CUIL N° 27-26389040-5.

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

Experiencia: La Sra. Roveda ha ejercido la abogacía de forma independiente desde 2004. Desde noviembre de 2003 se desempeña como abogada administrativa en el Ministerio de Hacienda y Hacienda de la Provincia de La Pampa. De 2011 a 2019 se desempeñó como Directora de Minería en la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería de la Provincia de La Pampa. Se desempeñó como Directora, de noviembre de 2020 a abril de 2021, y como Directora Suplente, de abril a noviembre de 2023, del Directorio de YPF.

Formación: Es abogada y escribana egresada de la Facultad de Ciencias Económicas y Jurídicas de la Universidad Nacional de La Pampa. Cursa la Maestría en Ciencias Penales de la Universidad Nacional de La Pampa, el Posgrado en Gestión Minera de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Austral, la Maestría en Gestión de la Energía de la Universidad de Lanús (actualmente trabaja en su tesis) y la Especialización en Gestión de Petróleo y Gas de la Universidad Austral.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

Gerardo Damián Canseco

Fecha de nacimiento: 14 de abril de 1965.

Cargo actual: Director Titular.

Independiente: No.

Cargos en otros directorios: No.

Acciones en YPF: Posee menos del 1% de acciones Clase D.

DNI y CUIL: DNI N° 17.234.624; CUIL N° 20-17234624-4.

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

Experiencia: El Sr. Canseco 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 de Trabajadores Petroleros ("SUPeH"). Desde diciembre de 2021 es Secretario de Asuntos Sindicales y Formación de la SUPeH.

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

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

Guillermo Alberto Francos

Fecha de nacimiento: 20 de abril de 1950.

Cargo actual: Director Suplente.

Cargos en otros directorios: No.

Acciones en YPF: Posee menos del 1% de acciones Clase D.

DNI y CUIL: DNI N° 08.400.204; CUIL N° 20-08400204-7.

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

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. Desde el 10 de diciembre de 2023 es Ministro del Interior de Argentina.

Formación: Es abogado de la Universidad del Salvador.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

Santiago Martínez Tanoira

Fecha de nacimiento: 6 de septiembre de 1972.

Posición Actual: Director Suplente y Vicepresidente Ejecutivo de Gas y Energía.

Independiente: No.

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

Acciones en YPF: Posee menos del 1% de las acciones Clase D.

DNI y CUIL: DNI N° 22.962.398, CUIL N° 20-22962398-3

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

Experiencia: En 1998, el Sr. Martínez Tanoira se unió a YPF 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 ocupó 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, y nuestro vicepresidente ejecutivo de Downstream desde agosto de 2017 hasta mayo de 2020. Desde mayo de 2020, es nuestro Vicepresidente Ejecutivo de Gas y Energía.

Formación: Obtuvo el título de Ingeniero Industrial en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires ("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, en Estados Unidos.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

Silvia Noemí Ayala

Fecha de nacimiento: 2 de noviembre de 1966.

Posición Actual: Directora Suplente y Líder Ejecutivo Proyecto Aconcagua.

Independiente: No.

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

Acciones en YPF: Posee menos del 1% de las acciones Clase D.

DNI y CUIL: DNI N° 18.420.776, CUIL N° 27-18420776-7.

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

Experiencia: La Sra. Ayala se incorporó a YPF S.A. en 1994 para participar en el proyecto de lanzamiento de OPSSA, 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. De 2008 a 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.

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

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

Mauricio Alejandro Martín

Fecha de nacimiento: 29 de julio de 1971.

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

Independiente: No.

Otros cargos directivos: Presidente del Consejo de Administración de YPF Digital S.A.U.

Acciones en YPF: Posee menos del 1% de acciones Clase D.

DNI y CUIL: DNI N° 22.075.717; CUIL N° 20-22075717-0.

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

Experiencia: El Sr. Martín 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, Gerente de Planificación y Desarrollo Técnico. Desde junio de 2017, 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. Desde diciembre de 2023, se desempeña como nuestro vicepresidente ejecutivo de Downstream.

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.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

María Martina Azcurra

Fecha de nacimiento: 5 de marzo de 1971.

Posición Actual: Directora Suplente y Gerente Ejecutiva Química (Comercialización).

Independiente: No.

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

Acciones en YPF: Posee menos del 1% de las acciones Clase D.

DNI y CUIL: DNI N° 22.098.951, CUIL N° 27-22098951-3.

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

Experiencia: La Sra. Azcurra 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. A partir de 2020, volvió a ocupar cargos comerciales como Directora Ejecutiva de Productos Químicos. Desde enero de 2024, es nuestra Gerente Ejecutiva B2B dentro de nuestra Vicepresidencia de Downstream.

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.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

Guillermo Gustavo Koenig

Fecha de nacimiento: 18 de abril de 1966.

Posición actual: Director Suplente.

Independiente: Sí.

Cargos en otros directorios: No.

Acciones de YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 17.575.099; CUIL N° 20-17575099-2.

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

Experiencia: El Sr. Koenig 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. ("AGG"). 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 de Neuquén S.A. hasta diciembre de 2023. Desde el 10 de diciembre de 2023 es Ministro de Economía, Producción e Industria de la Provincia del Neuquén.

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

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

Carla Antonela Matarese

Fecha de nacimiento: 31 de octubre de 1979.

Posición actual: Director Suplente.

Independiente: Sí.

Cargos en otros directorios: No.

Acciones de YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 28.075.248; CUIL N° 27-28075248-2

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

Experiencia: Entre los años 2005 y 2007, la Sra. Matarese 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").

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

Hugo Eduardo Rodríguez

Fecha de nacimiento: 5 de diciembre de 1962.

Posición actual: Director Suplente.

Independiente: Sí.

Cargos en otros directorios: No.

Acciones de YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 16.781.405; CUIL N° 20-16781405-1

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

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 fundó Brest S.A., un proveedor de servicios de yacimientos petrolíferos. En 2014 fundó CODEDCO S.A., escuelas educativas digitales en las ciudades de Caleta Olivia, Pico Truncado y Las Heras. En 2018 fundó Santa Cruz Prevention S.A., empresa proveedora de ropa de trabajo para la industria petrolera.

Formación: Técnico mecánico de la Escuela Nacional de Educación Técnica N°2 (Rosario, Provincia de Santa Fe).

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

Pamela Fernanda Verasay

Fecha de nacimiento: 26 de abril de 1980.

Posición actual: Director Suplente.

Independiente: No.

Otras direcciones: No.

Acciones de YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 28.159.195; CUIL N° 27-28159195-4.

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

Experiencia: La Sra. Verasay se ha desempeñado desde diciembre de 2015 hasta diciembre de 2021 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. La Sra. Verasay se desempeñó como Presidenta de la Comisión Bicameral Parlamentaria Mixta Argentina-Chile. Entre 2019 y 2021, la Sra. Verasay se ha desempeñado como Primera Vicepresidenta del Senado de la Nación. Desde 2021 a la fecha, la Sra. Verasay ha sido 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: 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.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

Julio Alejandro Schiantarelli

Fecha de nacimiento: 23 de agosto de 1957.

Posición actual: Director Suplente.

Independiente: No.

Otras direcciones: Ninguna.

DNI y CUIL: DNI N° 13.182.731; CUIL N° 20-13182731-9.

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

Acciones de YPF: Posee menos del 1% de acciones Clase D.

Experiencia: El Sr. Schiantarelli se incorporó a YPF S.A. en noviembre de 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.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

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 inscripta 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 evaluación para cada ejercicio.

En ese sentido, la autoevaluación del Directorio abarca aspectos relacionados con el funcionamiento del Directorio en general, sus comités y sus miembros individualmente.

Con la implementación de este proceso, el funcionamiento del Directorio puede ser monitoreado regularmente, para asegurar su eficiencia y el cumplimiento de sus deberes, así como para profesionalizar su gestión, entre otras cuestiones, todas las cuales siguen las mejores prácticas de gobierno corporativo en línea con las tendencias mundiales. Este también es un requisito del Panel de Gobierno Corporativo de ByMA, del cual la Sociedad es parte, los Estándares CNV, las Regulaciones de Cotización de NYSE y está alineado con las recomendaciones de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (“OCDE”), el foro para la cooperación internacional “G20” y otras prácticas internacionales.

El Directorio es informado de los resultados de dicha autoevaluación para analizar si el funcionamiento y la eficacia del Directorio de YPF S.A. son satisfactorios. 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 2023, 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. 11.010 millones, sin incluir los pagos de seguridad social realizados por YPF S.A. requeridos por ley, pero incluyendo Ps. 875 millones en concepto de planes de compensación basados en acciones, de pensión y retiro o beneficios similares que YPF 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.

Los programas de compensación basados en el desempeño de YPF incluyen un plan de bonificación por desempeño el cual pretende motivar y premiar a las personas por el logro de los objetivos anuales del negocio. El programa compensa a los participantes en efectivo, en base a un conjunto de objetivos medibles y específicos establecidos por el Programa de Administración de Objetivos de YPF y los resultados del desempeño individual.

Adicionalmente, 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. Para más información, consulte las Notas 2. b.11) y 37 a los Estados Financieros Consolidados Auditados y “—Adquisición de acciones propias”.

Los ejecutivos que también se desempeñan como miembros del Directorio de la Sociedad pueden tener derecho al programa de pago variable a corto plazo y el plan de pago variable a mediano plazo basado en acciones antes mencionados, 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. Los comités informan periódicamente de sus actividades al Directorio. A continuación se describen con más detalle la composición y las funciones de los comités.

El Comité de Auditoría

La Ley de Mercado de Capitales, descrita en “Información del mercado”, y la Resolución CNV N° 622/2013 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 “—Independencia de los miembros de nuestro Directorio y del Comité de Auditoría”.

A la fecha de este Prospecto, el Comité de Auditoría está compuesto por las siguientes personas:

Nombre	Posición	Miembro desde	Fecha de expiración ⁽²⁾
Mario Eduardo Vázquez ⁽¹⁾	Presidente del Comité de Auditoría y Director	2023	2024
Omar Gutiérrez	Director	2023	2024
Jimena Hebe Latorre	Director	2024	2024

(1) Designado como el "Experto Financiero del Comité de Auditoría" por el Directorio, de conformidad con las normas y regulaciones de la SEC.

(2) Los Directores han sido designados para un mandato de 1 ejercicio fiscal que finalizó el 31 de diciembre de 2023, pero permanecen en el cargo hasta que la próxima Asamblea de Accionistas designe al Directorio para el ejercicio fiscal que finaliza el 31 de diciembre de 2024. Se espera que la próxima Asamblea de Accionistas sea el 26 de abril de 2024.

Actividades del Comité de Auditoría

El Comité de Auditoría debe apoyar al Directorio en sus deberes, como las 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 u 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 12 abril de 2023 hasta el 25 de abril de 2024, el Comité de Auditoría celebró 13 reuniones formales.

Información financiera y económica

Con la valoración del 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 2023 y la información comparativa, presentado ante la CNV el 8 de marzo de 2024.

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 2024.

Supervisión del sistema de control interno

Nuestro sistema de control interno sobre la presentación de información financiera está alineado con los requisitos establecidos por las 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 para la 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 2024.

Reportes

A la fecha de este Prospecto, reportan al Comité de Auditoría, el Auditor Interno, Sr. Javier Fevre, el Auditor de Reservas, Sr. Raúl Belkenoff, la Chief Compliance Officer, Sra. María de las Mercedes Archimbal y 2 representantes de negocio (Ignacio Millán y Mauricio Martin).

A continuación, se detalla un resumen de la experiencia profesional de quienes reportan al Comité de Auditoría. La experiencia profesional del Sr. Javier Fevre y Raúl Belkenoff se detalla en el apartado de “—El Comité de Transparencia”; mientras que la experiencia profesional del Sr. Mauricio Martin se detalla en el apartado de “—El Directorio—Composición de nuestro Directorio”.

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. como asesora legal en diversas áreas del Ministerio de Industria de Argentina. Es miembro del Programa de Visitantes Internacionales para el Liderazgo (“IVLP”) del Departamento de Estado en Supervisión Gubernamental de los Estados Unidos.

Ha sido ponente en diferentes congresos nacionales e internacionales en compliance, transparencia, integridad y ética, rendición de cuentas y políticas públicas. También es autora de varios artículos sobre estos temas.

Desde mayo 2021 ocupa el cargo de Chief Compliance Officer en YPF S.A. Es miembro del Comité de Diversidad de YPF S.A. y preside el Subcomité de Violencia Doméstica de la Compañía.

Formación: Es Abogada de la Universidad Católica Argentina. Posee un máster en Relaciones y Negociaciones Internacionales en la Universidad de San Andrés y la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (“FLACSO”), 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.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

Ignacio Pablo Millán

Fecha de nacimiento: 29 de mayo de 1975.

Posición Actual: Vicepresidente de Industrialización desde septiembre de 2022.

Otras actividades actuales: Miembro del Directorio de YPF EE e YPF Digital S.A.

Acciones de YPF: Posee menos del 1% de acciones Clase D.

DNI y CUIL: DNI N° 24.686.768, CUIL N° 20-24686768-3.

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

Experiencia: Desde que se unió a YPF en 1998, el Sr. Millán ha ocupado varios cargos en el negocio de Downstream, incluyendo Gerente de Planificación, Gerente de Planificación y Control de Gestión, Gerente Comercial de Productos Químicos, Gerente de Planificación Estratégica y Desarrollo Técnico. En 2018 fue nombrado Director Ejecutivo de Planificación e Innovación. Ha sido miembro del Consejo de Administración de Profertil, Refinor y otras empresas. Desde septiembre de 2022, se desempeña como nuestro Vicepresidente de Industrialización. Desde diciembre de 2023, reporta al vicepresidente de Downstream. Es miembro del Consejo de Administración de YPF EE desde abril de 2023 y de YPF Digital S.A.U desde julio de 2023.

Formación: Es Ingeniero Químico egresado del ITBA. Tiene un máster en Economía y Gestión de la Energía por el ISE/IESE Business School.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con miembros del Directorio ni de la Primera Línea Gerencial.

El Comité de Asuntos Legales e Institucionales

En abril de 2016, el Directorio creó el Comité de Compliance y cambió su denominación en 2018 a Comité de Asuntos Legales e Institucionales. Entre sus principales funciones, este Comité 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.

A la fecha de este Prospecto, el Comité de Asuntos Legales e Institucionales está integrado por las siguientes personas:

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>Miembro desde</u>	<u>Expiración del cargo ⁽¹⁾</u>
Horacio Daniel Marín	Director – Presidente del Directorio	2023	2024
Omar Gutiérrez	Director	2023	2024
José Rolandi	Director	2023	2024
Nicolás José Posse	Director	2023	2024

- (1) Los Directores han sido designados para un mandato de 1 ejercicio fiscal que finalizó el 31 de diciembre de 2023, pero permanecen en el cargo hasta que la próxima Asamblea de Accionistas designe al Directorio para el ejercicio fiscal que finaliza el 31 de diciembre de 2024. Se espera que la próxima Asamblea de Accionistas sea el 26 de abril de 2024.

El Comité de Riesgos y Sustentabilidad

En abril de 2016, el Directorio creó el Comité de Riesgos y Sustentabilidad para 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 para monitorear los riesgos e implementar las acciones de mitigación correspondientes, entre otras funciones.

A la fecha de este Prospecto, el Comité de Riesgos y Sustentabilidad está integrado por las siguientes personas:

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>Miembro desde</u>	<u>Expiración del cargo ⁽¹⁾</u>
Jimena Hebe Latorre	Director – Presidente del Comité	2024	2024
Horacio Oscar Forchiassin	Director	2020	2024
Omar Gutiérrez	Director	2023	2024

- (1) Los Directores han sido designados para un mandato de 1 ejercicio fiscal que finalizó el 31 de diciembre de 2023, pero permanecen en el cargo hasta que la próxima Asamblea de Accionistas designe al Directorio para el ejercicio fiscal que finaliza el 31 de diciembre de 2024. Se espera que la próxima Asamblea de Accionistas sea el 26 de abril de 2024.

El Comité de Estrategia y Transformación

En agosto de 2017, creamos el Comité de Estrategia y Transformación para 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) y los ejecutivos de la Sociedad que forman parte de éste, con el fin de facilitar y agilizar el tratamiento interno de las estrategias globales de desarrollo de los negocios de la Sociedad; impulsar y revisar transversalmente la agenda de transformación de la Sociedad, abarcando los aspectos de excelencia y mejores prácticas operativas de la industria, la agenda comercial, revisando su organización con foco central en el cliente, la agenda de digitalización y de renovación de las áreas de soporte con foco especial en el cambio cultural en el área de recursos humanos; 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, entre otros.

A la fecha de este Prospecto, el Comité de Estrategia y Transformación está integrado por las siguientes personas:

Nombre	Cargo	Miembro desde	Expiración del mandato ⁽¹⁾
Horacio Daniel Marín	Presidente del Directorio - Presidente del Comité	2023	2024
Mario Eduardo Vázquez	Miembro - Presidente del Comité de Auditoría	2023	2024
Horacio Oscar Forchiassin	Miembro - Presidente del Comité de Nombramientos y Remuneraciones	2020	2024
Jimena Hebe Latorre	Miembro - Presidente del Comité de Riesgos y Sustentabilidad	2024	2024
Nicolás José Posse	Miembro – Director por las Acciones Clase A	2023	2024

(1) Los Directores han sido designados para un mandato de 1 ejercicio fiscal que finalizó el 31 de diciembre de 2023, pero permanecen en el cargo hasta que la próxima Asamblea de Accionistas designe al Directorio para el ejercicio fiscal que finaliza el 31 de diciembre de 2024. Se espera que la próxima Asamblea de Accionistas sea el 26 de abril de 2024.

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.

A la fecha de este Prospecto, el Comité de Nombramientos y Remuneraciones está integrado por las siguientes personas:

Nombre	Cargo	Miembro desde	Expiración del mandato ⁽¹⁾
Horacio Oscar Forchiassin	Presidente del Comité - Director Titular	2020	2024
Horacio Daniel Marín	Miembro - Presidente del Directorio- CEO	2023	2024
José Rolandi	Miembro – Director	2023	2024
Mario Eduardo Vázquez	Miembro – Director	2023	2024
Nicolás José Posse	Miembro – Director	2023	2024

(1) Los Directores han sido designados para un mandato de 1 ejercicio fiscal que finalizó el 31 de diciembre de 2023, pero permanecen en el cargo hasta que la próxima Asamblea de Accionistas designe al Directorio para el ejercicio fiscal que finaliza el 31 de diciembre de 2024. Se espera que la próxima Asamblea de Accionistas sea el 26 de abril de 2024.

La mayoría de los miembros del Comité de Nombramientos y Remuneraciones son independientes.

El Comité de Transparencia

En el mes de febrero de 2003, el Directorio creó un Comité de Transparencia para:

- 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 anuales, 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 intermedios.

- 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 “—Primera Línea Gerencial”):

Nombre	Cargo	Fecha de nacimiento	Miembro desde ⁽¹⁾	DNI	CUIL
Horacio Daniel Marín	CEO	8 de mayo de 1963	2024	16.260.926	20-16260926-3
Federico Barroetaveña	CFO y Presidente del Comité de Transparencia	17 de abril de 1965	2023	17.482.838	20-17482838-6
Germán Fernández Lahore	Vicepresidente de Servicios Jurídicos y Secretario del Comité de Transparencia	19 de septiembre de 1968	2015	20.231.807	20-20231807-0
Mauricio Alejandro Martín	Vicepresidente Ejecutivo de Downstream	29 de julio de 1971	2023	22.075.717	20-22075717-0
Matías Osvaldo Farina	Vicepresidente Ejecutivo de Upstream	16 de febrero de 1973	2023	23.127.023	20-23127023-0
Santiago Martínez Tanoira	Vicepresidente Ejecutivo de Gas y Energía	6 de septiembre de 1972	2020	22.962.398	20-22962398-3
Maximiliano Pedro Westen	Vicepresidente de Estrategia, Nuevos Negocios y Control de Gestión	31 de enero de 1979	2023	27.182.141	20-27182141-8
Walter Ariel Actis	Vicepresidente de Supply Chain y Servicios	7 de diciembre de 1973	2023	23.534.321	20-23534321-6
Gustavo María Gallino	Vicepresidente de Infraestructura	10 de agosto de 1959	2023	13.593.521	20-13593521-3
Guillermo Andrés Pitrelli	Vicepresidente de Calidad, Ambiente y Seguridad	5 de junio de 1977	2023	25.931.860	20-25931860-3
Alejandro Luis Wyss	Vicepresidente de Tecnología	20 de junio de 1968	2023	20.360.217	20-20360217-1
Guillermo Garat	Vicepresidente de Relaciones Institucionales, Comunicación y Marketing	8 de marzo de 1978	2023	26.407.956	20-26407956-0
Lisandro Deleonardis	Vicepresidente de Asuntos Públicos	1 de abril de 1974	2023	23.903.570	20-23903570-2
Florencia Tiscornia	Vicepresidenta de Personas y Cultura	28 de mayo de 1974	2021	23.969.051	27-23969051-9
Marcelo Gustavo Aldeco	Vicepresidenta de Relaciones Laborales	23 de noviembre de 1975	2023	24.616.619	20-24616619-7
Javier Horacio Fevre	Auditor Interno	24 de mayo de 1965	2012	17.333.090	20-17333090-2
Raúl Alberto Stoeff Belkenoff	Auditor de Reservas	18 de julio de 1964	2023	16.872.086	20-16872086-7

(1) No se ha especificado fecha de expiración del cargo cuando fueron designados.

Intereses comerciales externos y experiencia de los miembros del Comité de Transparencia

Federico Barroetaveña

Fecha de nacimiento: 17 de abril de 1965.

Posición Actual: Chief Financial Officer (“CFO”) de YPF S.A.

Otras actividades: Miembro del Directorio de Instituto Argentino de Ejecutivos de Finanzas (“IAEF”).

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 17.482.838, CUIL N° 20-17482838-6.

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

Experiencia: El Sr. Barroetaveña 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 sistemas. 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. Es nuestro CFO desde diciembre 2023.

Formación: Es Contador Público egresado en 1987 de la Universidad de Buenos Aires y completó su formación ejecutiva en la Escuela de Negocios de Harvard y en Wharton.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros de la Primera Línea Gerencial ni con miembros del Directorio.

Germán Fernández Lahore

Fecha de nacimiento: 19 de septiembre de 1968.

Posición Actual: Vicepresidente de Servicios Jurídicos y Secretario del Comité de Transparencia.

Otras actividades: No.

Acciones en YPF: Posee menos del 1% de las acciones Clase D.

DNI y CUIL: DNI N° 20.231.807, CUIL N° 20-20231807-0.

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

Experiencia: El Sr. Fernández Lahore es nuestro Vicepresidente de Servicios Jurídicos desde diciembre 2015. Previo a su ingreso en YPF, el Sr. Fernández Lahore 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 Natural 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.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros de la Primera Línea Gerencial ni con miembros del Directorio.

Matías Osvaldo Farina

Fecha de Nacimiento: 16 de febrero de 1973

Posición actual: Vicepresidente Ejecutivo de Upstream de YPF S.A.

Otras actividades: No.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 23.127.023, CUIL N° 20-23127023-0.

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

Experiencia: Inició su Carrera en Tecpetrol S.A. en 1997 como Co-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 2008 y diciembre 2023. Es nuestro Vicepresidente Ejecutivo de Upstream desde diciembre de 2023.

Formación: Es Ingeniero en petróleo egresado del ITBA y posee una maestría en Ingeniería de la Universidad de Texas A&M.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros de la Primera Línea Gerencial ni con miembros del Directorio.

Maximiliano Pedro Westen

Fecha de nacimiento: 31 de enero de 1979

Posición actual: Vicepresidente de Estrategia, Nuevos negocios y Control de gestión de YPF S.A.

Otras actividades: No.

Acciones en YPF: Posee menos del 1% de las acciones Clase D.

DNI y CUIL: DNI N° 27.182.141, CUIL N° 20-27182141-8.

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

Experiencia: Trabajó durante 10 años en Tecpetrol S.A. en diferentes posiciones en Desarrollo de negocios y planeamiento corporativo en Argentina y Estados Unidos. Entre 2020 y 2022 se desempeñó como Gerencia de Estrategia Corporativa de YPF S.A. En 2023, se desempeñó como Gerente Ejecutivo para el Proyecto de GNL en la vicepresidencia de Gas y Energía de YPF S.A. Es nuestro Vicepresidente de Estrategia, Nuevos negocios y Control de gestión desde diciembre 2023.

Formación: Es Ingeniero industrial egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros de la Primera Línea Gerencial ni con miembros del Directorio.

Walter Ariel Actis

Fecha de nacimiento: 7 de diciembre de 1973

Posición actual: Vicepresidente de Supply Chain y Servicios de YPF S.A.

Otras actividades: Presidente del Directorio de AESA e Y-TEC.

Acciones en YPF: Posee menos del 1% de las acciones Clase D.

DNI y CUIL: DNI N° 23.534.321, CUIL N° 20-23534321-6.

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

Acciones en YPF: Posee menos del 1% de las acciones Clase D.

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 y Chile, para Colombia, Perú y Ecuador, fue Gerente de Personal de D&M (Perforación y Medición) en Houston, Vicepresidente de Artificial Lift para América Latina, Gerente General para Argentina, Bolivia y Chile y Director Comercial de Drilling (Perforación). Durante 2023 se desempeñó como Gerente Ejecutivo de Proyectos Críticos reportando al Gerente General (CEO) de YPF S.A. Es nuestro Vicepresidente de Supply Chain y Servicios desde diciembre de 2023.

Formación: Es ingeniero electrónico egresado de la Universidad Nacional de Córdoba.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros de la Primera Línea Gerencial ni con miembros del Directorio.

Gustavo María Gallino

Fecha de nacimiento: 10 de agosto de 1959

Posición actual: Vicepresidente de Infraestructura de YPF S.A.

Otras actividades: No.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 13.593.521, CUIL N° 20-13593521-3.

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

Experiencia: El Sr. Gallino 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 Compans 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 2016 y diciembre 2023. Es nuestro Vicepresidente de Infraestructura desde diciembre de 2023.

Formación: Es Ingeniero en construcciones e Ingeniero civil egresado de la Universidad Nacional de La Plata.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros de la Primera Línea Gerencial ni con miembros del Directorio.

Guillermo Andrés Pitrelli

Fecha de nacimiento: 6 de junio de 1977.

Posición actual: Vicepresidente de Calidad, Ambiente y Seguridad de YPF S.A.

Otras actividades: No.

Acciones en YPF: Posee menos del 1% de las acciones Clase D.

DNI y CUIL: DNI N° 25.931.860, CUIL N° 20-25931860-3.

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

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. Es nuestro Vicepresidente de Calidad, Ambiente y Seguridad desde diciembre 2023.

Formación: Es Ingeniero Mecánico egresado de la Universidad Nacional de La Plata.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros de la Primera Línea Gerencial ni con miembros del Directorio.

Alejandro Luis Wyss

Fecha de nacimiento: 20 de junio de 1968

Posición actual: Vicepresidente de Tecnología de YPF S.A.

Otras actividades: No.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 20.360.217, CUIL N° 20-20360217-1.

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

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. Es nuestro Vicepresidente de Tecnología desde diciembre 2023.

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.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros de la Primera Línea Gerencial ni con miembros del Directorio.

Guillermo Garat

Fecha de nacimiento: 8 de marzo de 1978.

Posición actual: Vicepresidente de Relaciones Institucionales, Comunicación y Marketing de YPF S.A.

Otras actividades: No.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 26.407.956, CUIL N° 20-26407956-0.

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

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.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros de la Primera Línea Gerencial ni con miembros del Directorio.

Lisandro Deleonardis

Fecha de nacimiento: 1 de abril de 1974

Posición actual: Vicepresidente de Asuntos Públicos de YPF S.A.

Otras actividades: No.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 23.903.570, CUIL N° 20-23903570-2.

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

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 de la 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 Universidad Argentina de la Empresa (UADE) y tiene una formación en Negociaciones Internacionales en la Universidad Internacional de Florida en Miami, Estados Unidos.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros de la Primera Línea Gerencial ni con miembros del Directorio.

Florencia Tiscornia

Fecha de nacimiento: 28 de mayo de 1974.

Posición Actual: Vicepresidenta de Personas y Cultura de YPF S.A.

Otras actividades: Miembro del Directorio de Metrogas S.A.

Acciones en YPF: Posee menos del 1% de las acciones Clase D.

DNI y CUIL: DNI N° 23.969.051, CUIL N° 27-23969051-9.

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

Experiencia: La Sra. Tiscornia es profesora de Talento y Liderazgo en ESEADE, 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. Se incorporó a YPF en 2012 y desde ese año a 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. En 2021 fue designada miembro del Comité de Diversidad de YPF. Es nuestra Vicepresidenta de Personas y Cultura desde julio de 2021.

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.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros de la Primera Línea Gerencial ni con miembros del Directorio.

Marcelo Gustavo Aldeco

Fecha de nacimientos: 23 de noviembre de 1975

Posición actual: Vicepresidente de Relaciones Laborales

Otras actividades: No.

Acciones en YPF: Posee menos del 1% de las acciones Clase D.

DNI y CUIL: DNI N° 24.616.619, CUIL N° 20-24616619-7.

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

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.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros de la Primera Línea Gerencial ni con miembros del Directorio.

Javier Horacio Fevre

Fecha de nacimiento: 24 de mayo de 1965.

Posición Actual: Auditor Interno de YPF S.A.

Otras actividades: No.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 17.333.090, CUIL N° 20-17333090-2.

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

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 Universidad Argentina de la Empresa (UADE).

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con miembros de la Primera Línea Gerencial ni con miembros del Directorio.

Raúl Alberto Stoeff Belkenoff

Fecha de nacimiento: 18 de julio de 1964.

Posición Actual: Auditor de Reservas de YPF S.A.

Otras actividades: No.

Acciones en YPF: Posee menos del 1% de las acciones Clase D.

DNI y CUIL: DNI N° 16.872.086, CUIL N° 20-16872086-7

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

Experiencia: El Sr. Belkenoff ingresó a YPF en 1998 como Coordinador Regional de IOR. 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.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con otros miembros de la Primera Línea Gerencial ni con miembros del Directorio.

Primera Línea Gerencial

En su reunión celebrada el 3 de febrero de 2023, el Directorio de YPF decidió la reconversión de la Vicepresidencia de Servicios, a cargo del Sr. Mauricio Martín, en la Vicepresidencia de Tecnologías Digitales y Soluciones Transversales, incorporando las funciones de Tecnologías Digitales, y la disolución de la Vicepresidencia de Tecnologías Digitales.

Adicionalmente, en su reunión del 10 de mayo de 2023, el Directorio de la Sociedad resolvió la designación de la Sra. María Fernanda Raggio para desempeñarse en el cargo de Vicepresidente Upstream Convencional, en reemplazo del Sr. Gustavo Astié, a partir del 12 de mayo de 2023.

El 29 de noviembre de 2023, la Sociedad informó que el Sr. Santiago Álvarez dejaría de desempeñarse como Vicepresidente Asuntos Corporativos, Comunicación y Marketing, a partir del 1 de diciembre de 2023. Adicionalmente, se informó que el Sr. Alejandro Lew dejaría de desempeñarse como CFO a partir del 1 de diciembre de 2023. En la misma reunión, el Directorio de la Sociedad designó en su reemplazo como CFO de forma interina al Sr. Pedro Kearney hasta que se produjera la designación definitiva para ese cargo. Finalmente, se informó que el Sr. Gustavo Medele dejaría de desempeñarse como Vicepresidente de Sustentabilidad y Excelencia Operacional, a partir del 7 de diciembre de 2023.

A la fecha de este Prospecto, nuestra Primera Línea Gerencial está compuesta por las siguientes personas:

Nombre	Cargo ⁽³⁾	En la posición desde ⁽²⁾
Horacio Daniel Marín	CEO	Enero 2024
Federico Barroetaveña	CFO	Diciembre 2023
Mauricio Alejandro Martín ⁽¹⁾	Vicepresidente Ejecutivo de Downstream	Diciembre 2023
Santiago Martínez Tanoira ⁽¹⁾	Vicepresidente Ejecutivo de Gas y Energía	Mayo 2020
Matías Osvaldo Farina	Vicepresidente Ejecutivo de Upstream	Diciembre 2023
Maximiliano Pedro Westen ⁽¹⁾	Vicepresidente de Estrategia, Nuevos Negocios y Control de Gestión	Diciembre 2023
Walter Ariel Actis ⁽¹⁾	Vicepresidente de Supply Chain y Servicios	Diciembre 2023
Gustavo María Gallino	Vicepresidente de Infraestructura	Diciembre 2023
Guillermo Andrés Pitrelli ⁽¹⁾	Vicepresidente de Calidad, Ambiente y Seguridad	Diciembre 2023
Alejandro Luis Wyss	Vicepresidente de Tecnología	Diciembre 2023
Germán Fernández Lahore ⁽¹⁾	Vicepresidente de Servicios Jurídicos	Diciembre 2015
Guillermo Garat	Vicepresidente de Relaciones Institucionales, Comunicación y Marketing	Diciembre 2023
Lisandro Deleonardis	Vicepresidente de Asuntos Públicos	Diciembre 2023
Florencia Tiscornia ⁽¹⁾	Vicepresidenta de Personas y Cultura	Julio 2021
Marcelo Gustavo Aldeco ⁽¹⁾	Vicepresidenta de Relaciones Laborales	Diciembre 2023

(1) Al 10 de abril de 2024, la persona posee menos del uno por ciento de nuestras acciones Clase D.

(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.

(3) Esta estructura organizacional fue aprobada por el Directorio, en su reunión del 14 de diciembre de 2023. Toda la Primera Línea Gerencial reporta al CEO.

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.

- (iv) 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.
- (v) 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).
- (vi) 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.
- (vii) 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.

“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 Titulares Nicolás José Posse, Mario Eduardo Vázquez, Omar Gutiérrez, Horacio Oscar Forchiassin, Jimena Hebe Latorre y María de los Ángeles Roveda, y los Directores Suplentes, Guillermo Alberto Francos, 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 “—Comités del Directorio—El Comité de Auditoría”. En 2023, la compensación total pagada a los miembros de la Comisión Fiscalizadora fue de Ps. 65,2 millones.

A la fecha de este Prospecto, la Comisión Fiscalizadora está compuesta por las siguientes personas:

Nombre	Cargo	Clase de acciones representadas	Independencia	Fecha de nacimiento	Miembro desde	Cargo vence en ⁽¹⁾	DNI	CUIT
Enrique Alfredo Fila	Síndico titular	A	Independiente	5 de abril de 1959	2023	2024	13.094.253	23-13094253-9
Vivian Haydee Stenghele	Síndico titular	D	Independiente	10 de julio de 1969	2023	2024	20.573.337	27-20573337-5
Raquel Inés Orozco	Síndico titular	D	Independiente	30 de enero de 1956	2017	2024	11.875.948	27-11875948-1
Gustavo Alberto Macagno	Síndico suplente	D	Independiente	22 de noviembre de 1953	2023	2024	10.893.324	20-10893324-1
Silvia Alejandra Rodríguez	Síndico suplente	D	Independiente	15 de diciembre de 1972	2023	2024	23.154.619	27-23154619-2

(1) Los miembros de nuestra Comisión Fiscalizadora son designados cada ejercicio fiscal. Nuestros accionistas, en la Asamblea General y en la Asamblea Especial Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de la Clase A y de la Clase D celebrada el 28 de abril de 2023, designaron a los miembros de la Comisión Fiscalizadora para el ejercicio fiscal 2023.

Con fecha 14 de diciembre de 2023 la Sociedad informó que el Sr. Horacio Kunstler renunció como miembro del Comisión Fiscalizadora de las acciones Clase A, y según lo resuelto por la Asamblea de Accionistas del 28 de abril de 2023, el Sr. Enrique Alfredo Fila lo reemplazará hasta la elección de nuevos miembros por parte de la Asamblea de Accionistas.

Enrique Alfredo Fila

Fecha de nacimiento: 5 de abril de 1959.

Posición Actual: Síndico titular de la Comisión Fiscalizadora de YPF S.A.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 13.094.253, CUIL N° 23-13094253-9.

Domicilio especial: Avenida Corrientes 381 piso 5°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Experiencia: El Sr. Fila fue miembro del Palacio Municipal de La Plata. Adicionalmente, se desempeñó como consultor del Ministerio de Desarrollo Social de la Nación durante 2008 y 2009. Desde junio de 2012 a abril de 2016 fue miembro de la Comisión Fiscalizadora de YPF y fue miembro suplente de abril de 2021 a diciembre de 2023. Actualmente es Revisor Fiscal de la Gerencia de Control, Sector Institucional, Auditoría General de la Nación. Es miembro titular de la Comisión Fiscalizadora de YPF desde diciembre de 2023.

Formación: Contador Público matriculado de la Universidad de La Plata.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con miembros de la Primera Línea Gerencial ni con miembros del Directorio.

Vivian Haydee Stenghele

Fecha de nacimiento: 10 de julio de 1969.

Posición Actual: Síndico titular de la Comisión Fiscalizadora de YPF S.A.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 20.573.337, CUIL N° 27-20573337-5.

Domicilio especial: Avenida Corrientes 381/389 piso 5°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Experiencia: Es miembro de la Sindicatura General de la Nación ("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, Consultatio, 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. Es miembro titular de la Comisión Fiscalizadora de YPF desde diciembre de 2023.

Formación: Contadora Pública matriculada de la Universidad de Buenos Aires.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con miembros de la Primera Línea Gerencial ni con miembros del Directorio.

Raquel Inés Orozco

Fecha de nacimiento: 30 de enero de 1956.

Posición Actual: Síndico titular de la Comisión Fiscalizadora de YPF S.A.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 11.875.948, CUIL N° 27-11875948-1.

Domicilio especial: Avenida Corrientes 381, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Experiencia: La Sra. Orozco actualmente desempeña funciones como Síndico Titular en 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., Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica S.A. (CITELEC S.A.), EDUCAR S.A., Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A. (TRANSBA), IMPSA, Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A., Termoeléctrica José de San Martín S.A. y Corporación Antiguo Puerto Nuevo S.A. Es Síndico titular de la Comisión Fiscalizadora de YPF desde abril de 2017.

Formación: Es Abogada en la Universidad de Buenos Aires, y se especializó en Gobierno Corporativo, Responsabilidad Social y Balance Social.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con miembros de la Primera Línea Gerencial ni con miembros del Directorio.

Gustavo Alberto Macagno

Fecha de nacimiento: 22 de noviembre de 1953.

Posición Actual: Síndico suplente de la Comisión Fiscalizadora de YPF S.A.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 10.893.324, CUIL N° 20-10893324-1.

Domicilio especial: Avenida Corrientes 389, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Experiencia: Es miembro de la SIGEN desde 1993, y anteriormente de la Sindicatura de Empresas Públicas. En la SIGEN, entre otras funciones, tuvo a su cargo la supervisión de las unidades de control y auditoría interna en distintas áreas del Estado Argentino (AFIP, ANSES, Agricultura, Ganadería y Pesca, Industria y Comercio, Obras Públicas, Ciencia y Tecnología, Turismo, Energía Atómica, Defensa, etc.) y actualmente se desempeña como miembro de la Comisión Fiscalizadora en distintas empresas. Es miembro activo de la Comisión de Auditoría Interna y Gobierno Corporativo del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad de Buenos Aires y miembro del Instituto de Auditores Internos de Argentina ("IAIA") y de ISACA (Information Systems Audit and Control Association), ex miembro del Consejo de Certificación Profesional (ex Board of Regents) del IIA (Institute of Internal Auditors), donde también revisó los programas de auditoría interna de la Comunidad Europea y de países como Japón, Australia, Gran Bretaña, Francia y Alemania. Fue profesor de sistemas de información en la Universidad de Buenos Aires, en la Universidad de Belgrano y en la UADE. Dictó diversos cursos sobre auditoría gubernamental en nuestro país y en el exterior. Trabajó en el sector privado como consultor en sistemas de información, principalmente bancarios, tanto en el país como en el exterior, y también en las áreas de Gerente de Comercio Exterior y Gerente Financiero. Es miembro suplente de la Comisión Fiscalizadora de YPF desde diciembre de 2023.

Formación: Contador Público y Licencia en Administración de Empresas de la Universidad de Buenos Aires con certificaciones de CIA (Certified Internal Auditor), CGAP (Certified Government Auditing Professional), CRMA (Certified Risk Management Assurance), CISA (Certified Information System Auditor).

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con miembros de la Primera Línea Gerencial ni con miembros del Directorio.

Silvia Alejandra Rodríguez

Fecha de nacimiento: 15 de diciembre de 1972.

Posición Actual: Síndico suplente de la Comisión Fiscalizadora de YPF S.A.

Acciones en YPF: No.

DNI y CUIL: DNI N° 23.154.619, CUIL N° 27-23154619-2.

Domicilio especial: Avenida Corrientes 381/389 piso 5°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Experiencia: Desde 2001 se desempeñó en el Departamento de Asuntos Jurídicos de la SIGEN hasta 2005; en el Ministerio de Justicia de la Nación desde mayo de 2005 hasta septiembre de 2009, y desde octubre de 2009 hasta la actualidad en la SIGEN en distintas tareas. Actualmente se desempeña como revisora de cuentas titular de Playas Ferroviarias de Buenos Aires S.A. y como revisora de cuentas suplente en Nación Bursátil S.A. y en Papel Prensa S.A.I.C.F. Es miembro suplente de la Comisión Fiscalizadora de YPF desde diciembre de 2023.

Formación: Abogada egresada de la Universidad Nacional de Buenos Aires.

Relaciones familiares: No posee vínculos familiares con miembros de la Primera Línea Gerencial ni con miembros del Directorio.

Asesores legales

Las cuestiones legales que se rigen por el derecho argentino serán analizadas por el Estudio Bruchou & Funes Rioja, nuestros asesores legales en Argentina. El Estudio Bruchou & Funes de Rioja tiene su domicilio en la calle Ing. Enrique Butty 275 - Piso 12°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Sociedad no cuenta con asesores contables, impositivos y/o financieros.

Auditores

Los auditores de los últimos tres ejercicios fiscales fueron los siguientes:

Estados financieros al:	Firmado por:	Estudio contable:	Domicilio:	Matriculado en:
31 de diciembre de 2023	Guillermo D. Cohen	Deloitte & Co. S.A.	Della Paolera 261, 4° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	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, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 233, Folio 73
31 de diciembre de 2021	Ricardo C. Ruiz	Deloitte & Co. S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 156, Folio 159

Adicionalmente, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 28 de abril de 2023 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 2023. También en la citada Asamblea se dejó constancia de que el Sr. Guillermo Cohen y la Sra. Vanesa Rial De Sanctis se desempeñaran como contadores certificantes titulares y el Sr. Diego Octavio De Vivo como contador certificante suplente.

Guillermo 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, se encuentran matriculados en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Gobierno Corporativo

El 6 de marzo de 2024 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.gov.ar/cnv en el ítem “Empresas— YPF S.A. —Código de Gobierno Societario”, bajo el ID N° 3163496.

Adquisición de Acciones Propias

El 28 de abril de 2023, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria 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 37 de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

YPF S.A. no ha recomprado acciones propias durante 2023. Véase Nota 30 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Nuestra Gente

Diversidad, igualdad 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.

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.

Nuestra estrategia se enfoca en tres pilares:

- Diversidad: Promover la igualdad de oportunidades a lo largo de YPF y en su cadena de valor.
- Igualdad: Eliminar las barreras relacionadas con la admisión, la participación, el desarrollo, la remuneración y el reconocimiento que dificultan la equidad y la igualdad de oportunidades.
- Integración: Promover una mayor participación de las minorías para intensificar el sentido de pertenencia, innovación y mejorar los resultados.

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.

Equidad y diversidad de género

La equidad de género y la diversidad son un valor fundamental en nuestro Código de Ética y Conducta. Contamos con una Política de Diversidad e Inclusión, una Política de Lugar de Trabajo Libre de Maltrato y Acoso como anexos adicionales a nuestro Código, un Manual de Comportamiento, un Protocolo de Igualdad de Oportunidades y un Protocolo de Transición de Identidad de Género. Además, existe un Subcomité de Violencia Doméstica con referentes de distintas áreas de la Compañía y uno de los objetivos es acompañar a las personas de nuestra Compañía que están atravesando este tipo de situación.

La perspectiva de diversidad y de equidad de género se integran en los procesos de reclutamiento, movilidad, y admisiones de jóvenes profesionales y pasantías, 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.

En 2017, YPF lanzó el Plan de Igualdad de Género, cuando el porcentaje de mujeres en puestos de liderazgo era del 11,9%. Como resultado de nuestras acciones, este porcentaje subió al 19,8% para fines del 2023.

YPF adhiere a los principios para el Empoderamiento de las Mujeres o WEPs (Women's Empowerment Principles) de ONU Mujeres (una organización de las Naciones Unidas para mujeres) y al Pacto Global de las Naciones Unidas (UN Global Compact). Asimismo, somos miembros de la Comisión de Diversidad e Inclusión ("DEI") del IAPG.

Somos parte de ONU Mujeres, de la Organización Internacional del Trabajo ("OIT") y el Programa de la Unión Europea denominado "Win-Win: Gender Equality Means Good Business".

En 2023, nos sumamos al Programa "Target Gender Equality", un programa acelerador para empresas que adhieren al Pacto Global de las Naciones Unidas. YPF fue evaluada mediante la herramienta denominada WEP Gender Business Tool (Herramienta de Negocios de Género de los WEP), habiendo obtenido una calificación de 82,0%, lo cual nos posiciona como empresa líder en prácticas de género.

Con el objetivo de acelerar la igualdad de género en nuestra Compañía, creamos la Red de Mujeres de YPF. Este programa define iniciativas y objetivos alineados con nuestra estrategia de igualdad de género, colabora a impactar en las distintas áreas de nuestra empresa y funciona como un facilitador para generar contexto conectivo.

Continuamos con "LIFE", nuestro programa enfocado en el liderazgo femenino y nuestro programa de tutoría interna. Los módulos sobre diversidad e igualdad de género se incluyeron en los programas de liderazgo de la Compañía y la perspectiva de diversidad y equidad de género se integra en las comunicaciones a los líderes.

Implementamos campañas de comunicación y ofrecemos talleres y charlas abiertas de concientización sobre género, diversidad, autodesarrollo, corresponsabilidad, buen trato, sesgos inconscientes, igualdad de oportunidades y no discriminación. También desarrollamos una guía de lenguaje con empatía de género.

Desde 2020, hemos lanzado campañas de comunicación para el 8M (Día Internacional de la Mujer) para celebrar nuestros logros relacionados con la igualdad de género y reflexionar sobre los desafíos que tenemos por delante y para 25N (Día Internacional de la Eliminación de la Violencia contra la Mujer), para crear conciencia sobre la violencia de género, llamar a la acción para erradicarla mediante la construcción de alianzas.

La diversidad sigue siendo un valor estratégico en nuestra Compañía y continuamos comunicando los resultados de nuestros planes de acción a los diferentes grupos de interés a través de nuestro Reporte de Sustentabilidad.

Programas de Empleabilidad e Inclusión

Desde 2016, venimos desarrollando Programas de Empleabilidad que llegan a diferentes grupos sociales en situaciones de vulnerabilidad, como personas con discapacidades físicas e intelectuales, personas entre 18 y 24 años de entornos sociales adversos.

Asimismo, desde 2021 desarrollamos un programa de empleabilidad para personas desempleadas con habilidades técnicas, con foco en las mujeres, en el cual participaron 49 mujeres y 37 hombres durante 2023.

Continuamos con nuestro programa de empleabilidad lanzado en 2022 para mujeres desempleadas menores de 25 años y mayores de 45 años que se forman como asistentes en computación en la nube, como resultado de la iniciativa "+Diversidad".

Todos nuestros programas antes mencionados, realizados con el apoyo del Ministerio de Trabajo de la Nación, tienen un alcance federal y brindan a sus participantes certificaciones que fortalecen sus perfiles y facilitan su incorporación al mercado laboral formal.

Atracción, retención y desarrollo de talentos

En 2023 trabajamos en el desarrollo del liderazgo, a través de la iniciativa individual, y el apoyo de nuestros líderes en sus roles. Se puso en marcha un nuevo estilo de liderazgo transformador, ágil y empático. Revisamos nuestros programas de liderazgo y buscamos nuevas propuestas de carácter innovador, centradas en planes de formación, mentoring y movilidad y técnicas de "shadowing" (basadas en la observación y los intercambios de puestos de trabajo). Continuamos con nuestro Programa de Liderazgo Ejecutivo, junto a la Universidad de San Andrés. También ofrecemos a nuestra gerencia algunos programas para el desarrollo de habilidades de negociación y decisiones estratégicas realizadas con instituciones reconocidas. Para permear la organización con nuestro nuevo estilo de liderazgo, realizamos varias reuniones con la participación de aproximadamente 1.250 líderes. Además, los líderes y directivos aplicaron la herramienta de feedback 360°, que les permite recibir feedback de distintas personas con las que comparten el trabajo diario.

En 2023, trabajamos en el desarrollo de acciones para asegurar capacidades críticas para el negocio, con énfasis en habilidades transversales como agilidad, datos, innovación y gestión de proyectos. Organizamos sesiones de revisión de talento para evaluar el perfil y el potencial de nuestro personal, identificando a personas con alto valor técnico, posibles sucesores para roles clave y definiendo planes de desarrollo a medida en consecuencia. De forma periódica, realizamos mapeos de talento con el fin de identificar personas con potencial para asumir posiciones de liderazgo más complejas o posiciones especializadas, y trabajar en su desarrollo y facilitar su transición a esas posiciones. Adicionalmente, se prestó especial atención a un grupo identificado como Talento Crítico por los Vicepresidentes, lo que implicó seguimientos trimestrales con el Comité Ejecutivo, así como a las personas identificadas como sucesores y talentos clave.

Hoy en día, la digitalización y virtualización de los contenidos es clave. En 2023, el 63,1% de la propuesta formativa se realizó de forma remota (39,3% e-learning y 23,8% virtual). Gestionamos 351.000 horas de formación para nuestra plantilla, con un promedio de 20 horas de formación por persona.

Otro recurso para cubrir las vacantes con personal interno es el "publicación de empleos", una práctica que continuó consolidándose. Como resultado, el 47,1% de los puestos vacantes en 2023 fueron ocupados por candidatos internos.

En cuanto al empleo joven, también llevamos a cabo nuestro Programa de Jóvenes Aprendices donde incorporamos a 104 profesionales provenientes de diferentes universidades de la Argentina. Además, con el fin de hacer frente a los nuevos desafíos de nuestra cartera de negocios estratégicos, en 2023 diseñamos e implementamos un nuevo Programa de Talento Joven destinado a incorporar ingenieros de diversas especialidades para que se desarrollen en nuestros proyectos de infraestructura. La primera edición incluyó la incorporación de 20 jóvenes profesionales de diferentes universidades y ubicaciones geográficas del país.

Con el objeto de continuar fortaleciendo nuestra posición como un empleador de preferencia, hemos elaborado una estrategia integral de YPF como marca empleadora que incluyó varias acciones destinadas a posicionar y consolidar a la Compañía en el mercado del talento, implementando iniciativas como presentaciones y charlas en ferias universitarias, conferencias y eventos, patrocinios en diferentes espacios técnicos.

Compensación y beneficios

Uno de los ejes del Programa de Remuneración y Beneficios de YPF es la fijación de remuneraciones competitivas, proceso que se lleva a cabo de acuerdo con una norma específica interna y la política de equidad corporativa, 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 un programa de 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 organizacional, vicepresidencia e individual.

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 2023, el 6,1% de la población elegible tenía una asignación a largo plazo. Para más información, véase "—El Directorio — Remuneración de los miembros del Directorio" y la Nota 37 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Además, YPF tiene otros programas como el Programa de Reconocimiento YMILE, lanzado en 2022, que busca identificar y reconocer a aquellos empleados que en su actividad diaria han contribuido de manera extraordinaria creando valor y fortaleciendo la cultura.

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 los empleados clave. En virtud de este Plan, la Compañía otorgó 4.6 millones de derechos de apreciación de acciones de desempeño ("PSAR") a los participantes del plan que comprenden empleados clave de la Compañía. Los PSAR brindan a los beneficiarios la oportunidad de recibir un premio que se liquidará en efectivo equivalente a la apreciación del valor de las acciones ordinarias de la Compañía durante un período de tiempo específico. El monto a pagar en el momento del ejercicio es la diferencia entre el precio base por acción determinado por el plan y el valor de mercado por acción de las acciones ordinarias de la Compañía a la fecha del ejercicio. Los PSAR vencen cinco años después de su concesión y comienzan a consolidarse en el tercer año, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, incluidos los hitos de rendimiento relacionados con el precio de las acciones ordinarias de la Compañía que van desde un mínimo de US\$30 por acción ordinaria hasta US\$60 por acción ordinaria. Los beneficiarios de los PSAR también están obligados a permanecer en la Compañía durante tres años a partir de la concesión del plan. Los PSAR otorgados por la Compañía tienen un precio base de US\$16.17 por acción, resultando en un valor razonable

promedio ponderado de US\$8.75 por PSAR a la fecha de otorgamiento. Las transacciones de pago basadas en acciones liquidadas en efectivo se reconocen como un gasto lineal durante el período de servicio, en función de la estimación del Grupo del número de PSAR que eventualmente se consolidarán, medido a valor razonable. El Plan de Generación de Valor fue aprobado por el Comité de Compensación y Nominaciones con el apoyo de una consultora de gestión (Mercer) que asesoró en su diseño e implementación.

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.

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:

<u>Empleados por unidades de negocio</u>	<u>Al 31 de diciembre,</u>		
	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Segmento de negocio			
Upstream	3.887	3.399	3.276
Downstream	9.437	8.908	8.634
Gas y Energía ⁽¹⁾	1.362	1.318	1.411
Administración Central y Otros ⁽²⁾	11.025	9.846	8.000
Total empleados YPF	25.711	23.471	21.321
Total empleados permanentes	21.594	20.224	19.297
Total empleados temporales	4.117	3.247	2.024

⁽¹⁾ Incluye 1.098 empleados de Metrogas y sus subsidiarias.

⁽²⁾ Incluye 8.799 empleados de AESA.

La variación más significativa en 2023 ha sido el incremento de la plantilla de AESA, nuestra empresa de ingeniería y construcción, en 1.231 empleados, debido principalmente a la puesta en marcha de nuevos proyectos.

La siguiente tabla proporciona un desglose de nuestros empleados por ubicación geográfica:

<u>Empleados por ubicación geográfica</u>	<u>Al 31 de diciembre,</u>		
	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Argentina	25.542	23.301	21.151
Resto de América del Sur	169	170	170
Total empleados YPF	25.711	23.471	21.321

Relaciones laborales

Al 31 de diciembre de 2023, el 66,6% de nuestros empleados se encontraban sindicalizados, 34,6% 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 de Sindicatos.

Además, las condiciones laborales y los salarios de los empleados externos están representados principalmente por otros 16 sindicatos. Al 31 de diciembre de 2023, el 51,3% de los empleados externos (principalmente del segmento Upstream) se encontraban representados por 9 sindicatos con los que negociamos directamente acuerdos laborales y salarios. Estos sindicatos se dividen en tres grupos: (i) Petroleros Privados, que consta principalmente de cinco sindicatos; (ii) Personal Jerárquico, que consta de tres sindicatos y (iii) SUPeH. El 38,1% restante de los empleados externos están representados por sindicatos con los que no participamos en acuerdos laborales.

En 2023, firmamos acuerdos de productividad con las Provincias de Chubut, Santa Cruz y Buenos Aires. Además, en la Provincia de Mendoza extendimos la vigencia de los convenios de productividad celebrados en 2022. Estos convenios de productividad contribuyeron a mejorar los niveles de eficiencia, productividad y sostenibilidad en las operaciones, permitiendo el ajuste de los empleados externos a la fuerza laboral de acuerdo con los niveles de producción.

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 y la posición de la Emisora como controlante de este, y el esquema de dicha estructura véase la 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.”. Véase adicionalmente “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 31 de marzo de 2024 por cada persona que sepamos que posee al menos un 5% de nuestras acciones ordinarias, el gobierno federal y los gobiernos provinciales de Argentina y nuestro fondo para empleados (Programa de Propiedad Participada o “PPP”) establecido por el gobierno argentino en el proceso de privatización en 1991:

	Cantidad de Acciones	(%)
Accionistas Clase D:		
Estado Nacional Argentino ⁽¹⁾	200.589.525	51,000%
Público ⁽²⁾	192.671.458	48,987%
Accionistas Clase A:		
Estado Nacional Argentino	3.764	0,001%
Accionistas Clase B:		
Estados Provinciales	7.624	0,002%
Accionistas Clase C:		
Fondo para empleados	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 YPF. Véase “Información sobre la Emisora—La Sociedad”.
- (2) Según datos proporcionados por Bank of New York Mellon, al 31 de marzo de 2024, había 139.763.827 ADSs emitidas y 39 tenedores registrados de ADSs. Dichas ADSs representaron aproximadamente el 36% del número total de acciones Clase D emitidas y en circulación a esa fecha.

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 2023 se exponen en la Nota 36 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Las principales transacciones consisten en ventas de productos (gas natural, productos refinados, GLP, crudo, entre otros) a ciertos negocios conjuntos y asociadas (ingresos por Ps. 160.385 millones en 2023), compras de servicios y productos, como fertilizantes, que nuestra compañía no produce a ciertos negocios conjuntos y asociadas (compras y servicios por Ps. 138.954 millones en 2023).

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.

Además, véase Nota 37 a los Estados Financieros Consolidados Auditados respecto a los planes de compensaciones en acciones a largo plazo y otros planes a ciertos empleados.

Véase la Nota 1 a los Estados Financieros Consolidados Auditados para el cuadro que muestra nuestra estructura organizacional, incluyendo nuestras principales subsidiarias, a la fecha del presente Prospecto e “Información de la emisora—Organización del Negocio”.

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, que comprenden inversiones en activos que nos permiten explorar o explotar reservas de petróleo crudo y gas natural, 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 2023, el 100% de nuestras reservas de petróleo crudo y gas natural comprobadas estaban ubicadas en Argentina.

Nuestros derechos de exploración y explotación se basan en general en concesiones soberanas. Al vencimiento de la concesión, 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, véanse los riesgos físicos descritos en "Cambio climático y transición energética—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 “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 2023, 2022 y 2021 y por los ejercicios finalizados en dichas fechas, surge de nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados (los “Estados Financieros Consolidados Auditados”), incorporados por referencia al presente Prospecto, los cuales fueron aprobados por el Directorio y autorizados para su emisión el 6 de marzo de 2024, y que incluye eventos posteriores hasta dicha fecha.

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.

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Estados de resultados integrales ⁽¹⁾ – Cifras expresadas en millones de Ps.			
Ingresos ⁽²⁾	5.484.544	2.526.466	1.315.633
Costos	(4.525.390)	(1.881.711)	(1.028.180)
Resultado bruto	959.154	644.755	287.453
Gastos de comercialización	(598.318)	(257.724)	(145.586)
Gastos de administración	(260.315)	(92.207)	(45.896)
Gastos de exploración	(19.995)	(9.127)	(2.604)
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(1.614.373)	(18.427)	(11.258)
Otros resultados operativos, netos	64.576	30.346	(23.939)
Resultado operativo	(1.469.271)	297.616	58.170
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(30.909)	58.082	26.977
Resultados financieros, netos ⁽³⁾	620.884	43.478	(21.546)
Resultado antes de impuesto a las ganancias	(879.296)	399.176	63.601
Impuesto a las ganancias	(653.449)	(108.912)	(64.409)
Resultado neto del ejercicio	(1.532.745)	290.264	(808)
Otros resultados integrales del ejercicio	6.969.055	734.120	165.412
Resultado integral del ejercicio	5.436.310	1.024.384	164.604
	2023	2022	2021
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	391.722.944	392.719.453	392.792.602
Resultado neto básico por acción atribuible a los accionistas de la sociedad controlante:			
Resultado neto básico y diluido por acción	(3.985,51)	736,04	0,65

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Estados de situación financiera consolidados ⁽¹⁾ - Cifras expresadas en millones de Ps.			
Total del activo no corriente	16.624.393	3.677.450	1.923.825
Total del activo corriente	3.577.730	910.709	466.243
Total del Activo	20.202.123	4.588.159	2.390.068
Total del Patrimonio	7.303.815	1.868.304	848.118
Total del pasivo no corriente	8.928.518	1.872.950	1.150.872
Total del pasivo corriente	3.969.790	846.905	391.078
Total del Pasivo	12.898.308	2.719.855	1.541.950
Total del Pasivo y Patrimonio	20.202.123	4.588.159	2.390.068

Estados de flujo de efectivo consolidados - Cifras expresadas en millones de Ps.

Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.774.199	736.660	400.014
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(1.522.226)	(523.024)	(243.992)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	33.164	(157.104)	(150.659)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	483.945	17.664	2.697
Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	769.082	74.196	8.060
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	136.874	62.678	54.618
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	905.956	136.874	62.678

Estados de cambios en el patrimonio - Cifras expresadas en millones de Ps.

Aportes de los propietarios ⁽⁴⁾	5.507	6.306	10.504
Reservas ⁽⁵⁾	5.142.370	139.275	80.721
Otros resultados integrales ⁽⁶⁾	3.077.042	704.235	397.000
Resultados no asignados	(1.003.419)	1.001.214	351.667
Patrimonio atribuible a Accionistas de la controlante	7.221.500	1.851.030	839.892
Patrimonio atribuible a Interés no controlante	82.315	17.274	8.226
Total del Patrimonio	7.303.815	1.868.304	848.118

	Al 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Indicadores financieros			
Liquidez corriente ⁽⁷⁾	0,901	1,075	1,192
Solvencia ⁽⁸⁾	0,566	0,687	0,550
Inmovilización del capital ⁽⁹⁾	0,823	0,802	0,805
Otros indicadores			
Capital de Trabajo ⁽¹⁰⁾	(392.060)	63.804	75.165

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Otros indicadores			
Rentabilidad ⁽¹¹⁾	(0,334)	0,214	(0,001)

- (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 al 31 de diciembre de 2023.
- (2) Los derechos aduaneros sobre las exportaciones de hidrocarburos se exponen como gastos de comercialización en la línea "Impuestos, tasas y contribuciones" tal como se detalla en la Nota 26 a los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2023. Las regalías correspondientes a nuestra producción se contabilizan como un costo de producción y no se deducen al determinar los ingresos.
- (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 la Nota 28 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.
- (4) Nuestro capital suscrito al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 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 para su cotización en bolsa. Véase la Nota 30 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.
- (5) 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. Al 31 de diciembre de 2021 se conformaba por Ps. 80.721 millones de Reserva legal.
- (6) Incluye las diferencias de conversión 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 total del activo corriente menos el total del pasivo corriente.
- (11) Rentabilidad se calcula como el cociente entre el resultado neto del ejercicio y el patrimonio promedio (calculado como la media entre los fondos de los accionistas al principio y al final de cada período)".

Para obtener información acerca de las condiciones macroeconómicas tales como los tipos de cambio y las tasas de inflación que afectaron nuestros resultados de operaciones, véase “—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Condiciones macroeconómicas”. Además, para una explicación de nuestros resultados operacionales, véase “—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, los resultados 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, las perforaciones exploratorias improductivas, el cargo por impuesto a las ganancias y el deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles. La Sociedad 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 también es una medida habitualmente reportada y ampliamente utilizada por analistas de mercado, inversores y otras partes interesadas en la industria del petróleo y el 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 generado por 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		
	2023	2022	2021
Cifras expresadas en millones de Ps.			
Resultado neto del ejercicio	(1.532.745)	290.264	(808)
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	30.909	(58.082)	(26.977)
Resultados financieros, netos	(620.884)	(43.478)	21.546
Depreciación de propiedades, planta y equipo y amortización de activos intangibles	922.590	344.271	272.519
Depreciación de activos por derecho de uso	66.025	28.300	19.200
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	1.614.373	18.427	11.258
Perforaciones exploratorias improductivas	6.483	3.722	931
Impuesto a las ganancias	653.449	108.912	64.409
EBITDA ajustado	1.140.200	692.336	362.078

Reservas comprobadas, producción y otra información operativa

El siguiente cuadro presenta información sobre nuestras reservas, producción y otra información operativa para los períodos indicados, la cual está basada en cálculos e información interna de la Sociedad.

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Revisiones, extensiones, descubrimientos y mejoras en la recuperación			
compras y ventas de reservas comprobadas al cierre del ejercicio			
Petróleo (Mbbbl)	29	46	237
Líquidos de gas natural (Mbbbl)	13	28	14
Gas (mMpc)	177	862	797
Total (mbpe)	72	228	392
Reservas comprobadas al cierre del ejercicio			
Petróleo (Mbbbl)	546	606	643
Líquidos de gas natural (Mbbbl)	74	77	64
Gas (mMpc)	2.536	2.826	2.447
Total (mbpe)	1.072	1.187	1.143
Reservas comprobadas desarrolladas al cierre del ejercicio			
Petróleo (Mbbbl)	263	262	322
Líquidos de gas natural (Mbbbl)	41	36	34
Gas (mMpc)	1.656	1.637	1.676
Total (mbpe)	599	590	655
Producción promedio diaria del ejercicio			
Petróleo (Mbbbl)	243	227	211
Líquidos de gas natural (Mbbbl)	43	41	34
Gas (mMpc)	1.279	1.323	1.260
Total (mbpe)	514	504	470
Capacidad de refinación			
Capacidad (mmbbl/d)	328	328	328
Distribución minorista al cierre del ejercicio			
Estaciones de servicio	1.679	1.658	1.654

Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro muestra, para cada uno de los períodos indicados, nuestra deuda, patrimonio y capitalización. Este cuadro debe leerse junto con la información que aparece bajo el título. Este cuadro debe leerse junto con la información que aparece en “—Reseña y perspectiva operativa y financiera” y nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados y las notas a los mismos incluidas en el presente prospecto.

	Al 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Cifras expresadas en millones de Ps.			
<u>Préstamos corrientes</u>	1.217.206	201.808	86.680
Con Garantía	194.801	43.672	2.689
Sin Garantía	1.022.405	158.136	83.991
<u>Préstamos no corrientes</u>	5.391.865	1.053.196	670.535
Con Garantía	247.837	97.738	78.059
Sin Garantía	5.144.028	955.458	592.476
Total Préstamos	6.609.071	1.255.004	757.215
Total patrimonio	7.303.815	1.868.304	848.118
Total capitalización ⁽¹⁾	13.912.886	3.123.308	1.605.333

(1) Corresponde a la suma de préstamos y el patrimonio.

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 situados en el país;
- Adquisición de fondos de comercio situados en el país;
- Integración de capital de trabajo en el país;
- 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 UT's relacionados con inversiones en activos físicos dentro de 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 del presente 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 suscripto, 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.

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% a aproximadamente el 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 aproximadamente 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° 1023/2006 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. En 2010, un ex empleado de la compañía, alegando haber sido excluido del PPP, interpuso una demanda contra YPF S.A. con el objeto de lograr el reconocimiento de su calidad de accionista de YPF S.A. Asimismo, la Federación de Ex Empleados de YPF S.A. se unió a este proceso, como tercero coadyuvante, actuando en nombre de otros ex empleados, quienes también alegan la exclusión del PPP. Bajo la jurisprudencia de la Corte Suprema de la Nación, YPF S.A. no debería ser considerada responsable por los reclamos de esta naturaleza, relacionado con el PPP. 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 30 a los Estados Financieros Consolidados Auditados e "Información de la Emisora—La Sociedad".

Cambios significativos

Desde el 31 de diciembre de 2023 hasta la fecha de emisión de los Estados Financieros Consolidados Auditados (6 de marzo de 2024), no se han producido cambios en relación con la Sociedad que pudieran tener un efecto significativo sobre la situación patrimonial y financiera y los resultados de nuestras operaciones, salvo los descritos en la Nota 39 de los Estados Financieros Consolidados Auditados. A la fecha del presente Prospecto, no se han producido cambios significativos en relación con la Sociedad desde la fecha de emisión de los Estados Financieros Consolidados Auditados adicionales a (i) los descritos a continuación y (ii) la aprobación del Plan de Generación de Valor en abril de 2024 (Véase "Información sobre los directores, gerencia de primera línea, miembros del órgano de fiscalización, miembros del comité de Auditoría y asesores—Nuestra gente).

El 19 de abril de 2024, el Tribunal de Distrito de los Estados Unidos para el Distrito Sur de Nueva York (el "Tribunal de Distrito") emitió una orden en los procedimientos iniciados 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. (en conjunto, los "Demandantes") contra la República Argentina (la "República") e YPF S.A. ("YPF"), que actualmente están pendientes en apelación en el Tribunal de Apelaciones de los Estados Unidos para el Segundo Circuito.

El 1 de abril de 2024, los Demandantes presentaron dos mociones de manera confidencial ("under seal") (es decir, presentadas confidencialmente al tribunal y no disponibles para el público ni para YPF): una de ellas busca la entrega ("turnover") de las acciones Clase D de YPF en poder de la República, mientras que la otra pretendía mantener toda la argumentación relacionada con la moción de entrega bajo confidencialidad. La República presentó un escrito oponiéndose al pedido de los Demandantes de mantener dicha argumentación confidencial. YPF, por su parte, presentó una carta oponiéndose al pedido de los Demandantes de mantener dicha argumentación confidencial.

En su orden del 19 de abril, el Tribunal de Distrito rechazó la solicitud de los Demandantes de mantener la confidencialidad de los escritos relacionados con la moción de entrega, y ordenó a los Demandantes y a la República a presentar públicamente todos los documentos relacionados con dicha moción. El 22 de abril de 2024, los Demandantes presentaron públicamente su moción de entrega, en la que solicitan al Tribunal de Distrito que ordene a la República entregar las acciones Clase D de YPF en poder de la República a los Demandantes en cumplimiento parcial de la sentencia del Tribunal de Distrito contra la República en este procedimiento. La República tiene hasta el 16 de mayo de 2024 para presentar su oposición a la moción de entrega de los Demandantes. Los Demandantes tienen hasta el 30 de mayo de 2024 para presentar su escrito de réplica.

YPF no es parte de la moción de entrega y no se le concedió acceso a la moción ni a los documentos relacionados hasta que fueron presentados públicamente. Luego del escrito de oposición de la República y del escrito de réplica de los Demandantes, el Tribunal de Distrito podría celebrar audiencias orales antes de emitir una decisión sobre la moción. Adicionalmente, la decisión del Tribunal de Distrito sobre la moción de entrega podría ser apelada por los Demandantes o la República de acuerdo con las reglas procesales aplicables.

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 2023, 2022 y 2021, véase "—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 2023, incluidos por referencia en este Prospecto.

Información Financiera

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). Véase la Nota 2.a) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Los datos financieros contenidos en este Prospecto al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 y por los períodos finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 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 2024 y que incluye eventos posteriores hasta esa fecha.

Información por segmentos

En relación con la información por segmentos de negocio, véase Nota 5 a los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2023 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 en uniones transitorias en relación con inversiones en áreas en las que operamos conjuntamente.
- Inflación.
- Cambios abruptos 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 el país.
- Impuestos, incluyendo los impuestos sobre las exportaciones.
- Regulaciones de flujo de capital.
- Tipo de cambio entre el peso argentino y el dólar estadounidense.
- 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 “—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 periodos 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 nosotros.

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

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

En términos de balanza comercial, según los últimos datos publicados por el INDEC en el informe Intercambio Comercial Argentino, el déficit en el saldo de la cuenta comercial de Argentina ascendió a US\$ 6.926 millones durante 2023, mientras que en 2022 se registró un superávit que ascendió a US\$ 6.923 millones, explicado por una disminución de las exportaciones de 24,5% compensado parcialmente por una disminución de las importaciones de 9,6%, en comparación con el mismo período de 2022.

En términos de inflación, Argentina ha enfrentado y sigue experimentando un aceleramiento de los índices de inflación, el cual se acentuó significativamente a partir del cuarto trimestre de 2023. Durante 2023, el Índice de Precios al Consumidor (“IPC”) elaborado por el INDEC tuvo un incremento acumulado de 211,4%, mientras que el Índice de Precios Internos Mayoristas (“IPIM”), elaborado por el mismo organismo, presentó un incremento acumulado de 276,4%. Durante 2022, el incremento acumulado tanto del IPC como del IPIM fue de 94,8%.

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

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

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

En este sentido, las primeras medidas adoptadas por el nuevo gobierno están focalizadas en la desregulación de la economía argentina y en la reducción del gasto público y la emisión monetaria, que esperan implementar a través del Decreto N° 70/2023 (véase Nota 35.h) a los Estados Financieros Consolidados Auditados) y del Proyecto de Ley denominado "Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos". Por intermedio de ellos, se declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, previsional, de defensa, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025, prorrogable por dos años más, delegan una serie de facultades legislativas en el Poder Ejecutivo mientras dure la emergencia pública e incluyen una serie de reformas legales, institucionales, tributarias y penales que afectan a diversos sectores de la economía. Respecto al Proyecto de Ley, a la fecha del presente Prospecto, se encuentra en la etapa inicial de tratamiento por parte de la Cámara de Diputados del Congreso Nacional. Respecto al Decreto N° 70/2023, con fecha 14 de marzo de 2024 la Cámara de Senadores del Congreso de la Nación lo rechazó, y a la fecha del presente Prospecto, se encuentra pendiente de tratamiento por parte de la Cámara de Diputados del Congreso de la Nación. En caso de que la Cámara de Diputados también lo rechace, el mismo quedará sin efecto, dado que ambas Cámaras deben rechazar un decreto de necesidad y urgencia para lograr que el mismo no tenga vigencia. El impacto final que estas medidas puedan tener sobre nuestra situación financiera y el resultado de nuestras operaciones continúa siendo incierto.

Mercado de hidrocarburos

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

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

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

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

Principales rubros de los estados de resultados integrales

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Estados de resultados integrales – Cifras expresadas en millones de Ps.			
Ingresos ⁽²⁾	5.484.544	2.526.466	1.315.633
Costos	(4.525.390)	(1.881.711)	(1.028.180)
Resultado bruto	959.154	644.755	287.453
Gastos de comercialización	(598.318)	(257.724)	(145.586)
Gastos de administración	(260.315)	(92.207)	(45.896)
Gastos de exploración	(19.995)	(9.127)	(2.604)
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(1.614.373)	(18.427)	(11.258)
Otros resultados operativos, netos	64.576	30.346	(23.939)
Resultado operativo	(1.469.271)	297.616	58.170
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(30.909)	58.082	26.977
Resultados financieros, netos	620.884	43.478	(21.546)
Resultado antes del impuesto a las ganancias	(879.296)	399.176	63.601
Impuesto a las ganancias	(653.449)	(108.912)	(64.409)
Resultado neto del ejercicio	(1.532.745)	290.264	(808)
Otros resultados integrales del ejercicio	6.969.055	734.120	165.412
Resultado integral del ejercicio	5.436.310	1.024.384	164.604

Ingresos

Los ingresos comprenden principalmente nuestras ventas de combustibles, gas natural, productos refinados y petroquímicos y otros productos non-oil; y los incentivos gubernamentales. Las retenciones a las exportaciones son expuestas como gastos de comercialización en la línea “Impuestos, tasas y contribuciones”. Véase Nota 26 a los Estados Financieros Consolidados Auditados. Las regalías correspondientes a nuestra producción se contabilizan como un costo de producción y no se deducen al determinar los ingresos.

Las tablas a continuación presentan, para los períodos indicados, volúmenes y precios con respecto a las ventas consolidadas de nuestros principales productos en el mercado local y de exportación.

Mercado Local

Producto	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2023		2022		2021	
	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad
Gas natural ⁽¹⁾	13.735 Mm3	128 US\$/mm3	14.117 Mm3	140 US\$/mm3	13.420 Mm3	142 US\$/mm3
Gasoil	8.863 mm3	733 US\$/m3	8.783 mm3	772 US\$/m3	8.007 mm3	566 US\$/m3
Naftas	6.063 mm3	576 US\$/m3	5.680 mm3	609 US\$/m3	4.987 mm3	543 US\$/m3
Jet fuel	569 mm3	879 US\$/m3	519 mm3	1.004 US\$/m3	295 mm3	635 US\$/m3
Fertilizantes, granos y harinas	1.168 mtn	551 US\$/tn	1.015 mtn	756 US\$/tn	794 mtn	557 US\$/tn
Petroquímicos	296 mtn	987 US\$/tn	396 mtn	915 US\$/tn	379 mtn	778 US\$/tn

(1) Las cifras por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 han sido reexpresadas debido a la inclusión de las ventas retail de gas natural.

Exportaciones

Producto	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2023		2022		2021	
	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad
Gas natural	504 Mm3	204 US\$/mm3	594 Mm3	205 US\$/mm3	300 Mm3	136 US\$/mm3
Gasoil	131 mm3	1161 US\$/m3	98 Mm3	1105 US\$/m3	49 Mm3	641 US\$/m3
Nafta virgen	166 mm3	452 US\$/m3	151 Mm3	653 US\$/m3	202 Mm3	446 US\$/m3
Nafta	- ⁽¹⁾ mm3	- ⁽¹⁾ US\$/m3	- ⁽¹⁾ Mm3	- ⁽¹⁾ US\$/m3	65 Mm3	490 US\$/m3
Crudo	739 mm3	489 US\$/m3	65 Mm3	392 US\$/m3	102 Mm3	348 US\$/m3
Jet fuel	663 mm3	825 US\$/m3	528 Mm3	964 US\$/m3	264 Mm3	566 US\$/m3
Granos y harinas	178 mm3	434 US\$/m3	1232 Mm3	555 US\$/m3	1338 Mm3	466 US\$/m3
Fuel oil	132 mm3	614 US\$/m3	199 Mm3	828 US\$/m3	208 Mm3	536 US\$/m3
Petroquímicos	245 mm3	593 US\$/m3	103 Mm3	1299 US\$/m3	177 Mm3	716 US\$/m3

(1) Valores menores a 1. No se indica el precio promedio porque corresponde a una operación concreta.

Los volúmenes exportados de varios de nuestros productos de hidrocarburos están principalmente impulsados por el nivel de producción, la demanda interna y los permisos de exportación. El gobierno argentino requiere que las compañías que prevén exportar petróleo crudo, gasoil and GLP obtengan la autorización previa de la SE demostrando que se ha satisfecho la demanda interna de esos productos.

Las exportaciones representaban 11,0%, 12,1%, y 11,4%, de nuestros ingresos por los ejercicios finalizados en 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

Costos

Nuestros costos representaron el 82,5%, 74,5% y 78,2% de nuestros ingresos consolidados en 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

La siguiente tabla presenta, para cada uno de los periodos indicados, un desglose de nuestros costos:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de (en millones de Ps.)		
	2023	2022	2021
Inventarios al inicio del ejercicio	307.766	153.927	100.137
Compras	1.637.766	850.335	391.984
Costos de producción	2.849.045	1.051.382	663.756
Diferencias de conversión	1.074.139	130.529	24.915
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	14.390	3.304	1.315
Inventarios al cierre del ejercicio	(1.357.716)	(307.766)	(153.927)
Total	4.525.390	1.881.711	1.028.180

⁽¹⁾ Corresponde al ajuste por inflación de los saldos al inicio de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado a "Otros resultados integrales".

La siguiente tabla presenta, para cada uno de los periodos indicados, un desglose de los costos de producción:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de (en millones de Ps.)		
	2023	2022	2021
Sueldos y cargas sociales	390.885	122.047	53.176
Honorarios y retribuciones por servicios	19.709	5.776	4.476
Otros gastos de personal	87.834	29.290	13.650
Impuestos, tasas y contribuciones	38.468	16.130	11.802
Regalías, servidumbres y cánones	298.094	135.454	79.381
Seguros	24.546	9.427	7.075
Alquileres de inmuebles y equipos	63.684	19.559	12.372
Depreciación de propiedades, planta y equipo	865.993	318.543	253.837
Amortización de activos intangibles	9.110	3.711	3.640
Depreciación de activos por derecho de uso	62.137	26.610	18.075
Materiales y útiles de consumo	176.880	61.839	36.376
Contrataciones de obra y otros servicios	133.556	43.032	36.662
Conservación, reparación y mantenimiento	458.639	169.606	89.200
Transporte, productos y cargas	157.699	64.271	34.673
Combustibles, gas, energía y otros	61.811	26.087	9.361
Total	2.849.045	1.051.382	663.756

Otros resultados operativos, netos

La cuenta Otros resultados operativos, netos comprende principalmente provisiones para juicios pendientes y otros reclamos, costos por remediaciones ambientales, resultados por cesión de áreas y/o venta de activos, otros ingresos por recupero por seguros y los resultados del Programa de Incremento Exportador (véase Nota 35.g) a los Estados Financieros Consolidados Auditados).

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros, netos incluyen intereses ganados de activos, intereses perdidos sobre pasivos, diferencias de cambio y actualizaciones financieras, y otros resultados financieros que incluyen principalmente el resultado por variaciones de activos financieros valuados a valor razonable con cambios en resultados, y por la posición monetaria neta.

Resultado operativo

En la sección siguiente se presenta una discusión comparativa de nuestro resultado operativo para los ejercicios cerrados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021. El 1 de enero de 2023 ciertos activos relacionados con la exploración, explotación y producción de arena de fractura para la perforación de pozos han sido agrupados en el segmento de negocios Upstream, incluidos previamente en Administración Central y Otros. Consecuentemente, la información comparativa de los estados financieros correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 ha sido reexpresada, y 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 del Grupo.

A fin de alinear las explicaciones del resultado operativo de la Compañía con la Nota de Información por segmentos de negocio de los estados financieros consolidados, dichas explicaciones se realizan en dólares. Véase “Información de la emisora — Organización del negocio” y Nota 5 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

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

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

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

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

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

Upstream

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

La producción diaria de petróleo aumentó un 7,4% en 2023 respecto al mismo período de 2022, promediando 243 mil bbl/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 de 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 el mes de septiembre 2022.

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

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

- Un aumento en el costo de extracción (“lifting cost”) por US\$ 440 millones o 18,0%, principalmente como resultado de un incremento de 15,6% del costo unitario de extracción, producto principalmente del incremento de los costos.
- Una disminución en las regalías y otros cargos asociados a la producción de petróleo y gas natural por US\$ 10 millones o 1,0%. Las regalías y otros cargos asociadas a la producción de gas natural disminuyeron un 8,7%, debido a un menor valor en boca de pozo y a un menor volumen de producción, compensado parcialmente por un aumento de 1,1% en las regalías de petróleo debido a un mayor volumen de producción.
- Menores gastos de exploración (una disminución de US\$ 4 millones o 6,2%) explicado por menores cargos de perforaciones exploratorias improductivas. Adicionalmente, durante 2023, la inversión exploratoria fue de US\$ 119 millones, comparada con los US\$ 43 millones de 2022.
- Un cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo de US\$ 2.288 millones en 2023, de los cuales corresponden US\$ 1.782 millones al cargo reconocido en las UGE Petróleo, UGE Gas - Cuenca Austral y UGE Gas - Cuenca Neuquina reconocido en el cuarto trimestre de 2023, como consecuencia de la 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 acción que involucra 55 bloques es consistente con los nuevos planes de gestión de la Compañía, que consideran que la racionalización del portafolio convencional de upstream 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 al cargo reconocido en la UGE Gas - Cuenca Neuquina en el tercer trimestre 2023, generado principalmente por una mayor competencia en el mercado de gas natural que se estima pueda redundar en una reducción de los precios de gas natural en el mediano y largo plazo y en una consecuente adecuación de nuestra producción. Mientras que, en 2022, el Compañía reconoció un cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo de la UGE Gas - Cuenca Austral de US\$ 123 millones, generado principalmente por la menor producción esperada a partir del comportamiento de los campos y por incrementos en los costos de producción. Véase Nota 8 y 39 a los estados financieros consolidados.
- Un menor cargo positivo en otros resultados operativos, netos de US\$ 189 millones o 73,5%, explicado principalmente por el recupero en 2022 de cargos vinculados a la provisión para juicios y contingencias de la Sociedad. Véase Nota 16.a) a los estados financieros consolidados.

Downstream

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

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

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

- (iii) Mayores compras de petróleo al segmento de Upstream y a terceros por US\$ 219 millones o 3,4%, como resultado de un aumento de 6,6% en los volúmenes de compra parcialmente compensados por una disminución de 2,7% en los precios de compra promedio. Los volúmenes comprados a terceros aumentaron en un 7,2%.
- Una disminución de US\$ 330 millones, o 61,2%, en la recepción de granos a través de la modalidad de canje de ventas al negocio de Agro que contablemente se registran como compras, principalmente debido a menores volúmenes recibidos.
- Una disminución de US\$ 188 millones o 32,9%, en las compras de fertilizantes debido a menores precios de compra promedio.
- Una disminución de US\$ 168 millones o 8,2%, en otros costos y gastos principalmente debido a menores cargos por impuestos tasas y contribuciones compensados parcialmente por mayores gastos de alquileres de inmuebles y equipos.
- Una variación negativa de la variación de existencias de US\$ 386 millones.
- Un aumento del costo de refinación y logística de US\$ 189 millones o 13,4%, mientras que el costo unitario se incrementó un 10,0%, principalmente por mayores cargos por transporte de productos, gastos de personal y materiales y útiles de consumo.
- Una ganancia en otros resultados operativos, netos de US\$ 62 millones durante 2023 en comparación con una pérdida de US\$ 13 millones en el mismo período de 2022, lo cual representó una variación positiva de US\$ 75 millones.

Gas y Energía

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

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

Administración central y otros

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

Resultados no trascendidos a terceros¹

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

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

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

Año 2022 vs Año 2021

Durante 2022, la ganancia operativa de la Compañía fue de US\$ 2.482 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 699 millones durante 2021 (un incremento de US\$ 1.783 millones o 255,1%), explicado por: (i) mayores ingresos (un incremento de US\$ 5.075 millones o 37,1%) principalmente debido a mayores ventas en el mercado interno de gasoil (49,5%) y naftas (27,7%) debido al incremento sostenido de la demanda y a los mayores precios de dichos combustibles y una variación positiva en otros resultados operativos, netos de US\$ 382 millones o 164,7% principalmente por el recupero en 2022 de cargos vinculados a la provisión de juicios y contingencias; (ii) parcialmente compensados por mayores costos y gastos (un incremento de US\$ 3.666 millones o 29,0%) principalmente debido a un aumento de los costos de producción por US\$ 824 millones o 12,0% y de las compras por US\$ 2.160 millones o 53,3% debido al mayor nivel de actividad, al incremento de la demanda y al incremento generalizado de precios afectando los costos y gastos, y mayores cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo por US\$ 8 millones.

Los resultados financieros, netos de la Compañía durante 2022 fueron una ganancia de \$ 43.478 millones (US\$ 128 millones), en comparación con la pérdida de \$ 21.546 millones (US\$ 271 millones) en 2021. Esta variación se debió principalmente a la generación de una mayor diferencia de cambio positiva por una mayor depreciación del peso observada durante 2022 sobre la posición pasiva monetaria neta en pesos de la Compañía, a las mayores tasas de interés que permitieron generar mayores intereses positivos y a menores intereses negativos acordes a la reducción de nuestra deuda financiera. Véase Nota 28 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

El cargo por impuesto a las ganancias de la Compañía durante 2022 fue pérdida de \$ 108.912 millones (US\$ 822 millones), en comparación con la pérdida de \$ 64.409 millones (US\$ 699 millones) en 2021. Véase Nota 17 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

En base a todo lo anterior, el resultado neto de 2022 fue una ganancia de \$ 290.264 millones (US\$ 2.234 millones), en comparación con una pérdida de \$ 808 millones (una ganancia de US\$ 16 millones) de 2021.

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

Upstream

En 2022 la producción diaria de hidrocarburos aumentó un 7,2% respecto al 2021, alcanzando los 503 mboe/d.

La producción diaria de petróleo en 2022 aumentó un 7,2% respecto al 2021, promediando 226 mbb/d, impulsada por el incremento de la producción de petróleo no convencional.

La producción diaria de gas natural en 2022 aumentó un 5,0% respecto al 2021, promediando 37,5 Mm³/d, apalancada por el incremento de la producción de shale gas producto de la continuidad de la actividad en las áreas centrales para el desarrollo de gas natural por los compromisos asumidos en el marco del Plan GasAr 2020-2024, compensado parcialmente por la falta de demanda del mercado que impactó fundamentalmente en la producción de gas natural convencional. La producción diaria de líquidos de gas natural aumentó un 20,8% en 2022 respecto al 2021, debido principalmente a la puesta en marcha de la interconexión del gasoducto TGS - Tratayén y a un mejor desempeño productivo de la misma, mientras que el cuarto trimestre de 2021 se vio afectado por un paro de la planta de Mega en octubre de 2021.

Durante 2022, la ganancia operativa del segmento de Upstream fue de US\$ 1.310 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 80 millones durante 2021, representando un incremento de US\$ 1.230 millones o 1.537,5% explicado por:

- Mayores ingresos (un incremento de US\$ 1.341 millones o 22,5%) principalmente debido a:
 - Un aumento en las ventas de petróleo al segmento de Downstream por US\$ 1.105 millones, o 26,7%, debido a un incremento de 19,9% del precio de venta intersegmento promedio del petróleo y un aumento de 5,7% del volumen de las transferencias al segmento de Downstream comparado con 2021.
 - Un aumento en las ventas de gas natural al segmento de Gas y Energía por US\$ 172 millones, o 10,6%, debido a un incremento de 2,0% del precio de venta intersegmento promedio del gas natural y un aumento de 8,4% del volumen de las transferencias al segmento de Gas y Energía comparado con 2021.
- Mayores costos y gastos (un incremento de US\$ 557 millones o 10,1%, excluyendo los gastos de exploración), principalmente debido a:
 - Incremento en el costo de extracción ("lifting cost") por US\$ 548 millones, o 28,9%, principalmente como resultado de un incremento de 20,3% del costo unitario, producto del incremento de los costos.
 - Incremento en las regalías y otros cargos asociados a la producción de petróleo y gas natural por US\$ 168 millones, o 21,4%. Las regalías asociadas a la producción de petróleo se incrementaron en un 26,8%, y las regalías y otros cargos asociados a la producción de gas natural se incrementaron en un 6,2%, en ambos casos debido a un mayor valor en boca de pozo y a un mayor volumen de producción.
 - Los mayores costos fueron parcialmente compensados por una disminución en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo por US\$ 312 millones, o 13,8%, debido fundamentalmente a la reducción de los coeficientes de depreciación generado por el incremento de reservas.

- Mayores gastos de exploración (un incremento de US\$ 35 millones o 116,7%) explicado por mayores cargos de perforaciones exploratorias improductivas como resultado de mayores pozos perforados que resultaron improductivos. Adicionalmente, durante 2022, la inversión exploratoria fue de US\$ 43 millones, comparada con los US\$ 22 millones de 2021.
- Un cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo de la UGE Gas - Cuenca Austral de US\$ 123 millones durante 2022, generado principalmente por incrementos en los costos de producción, mientras que en 2021 la Compañía reconoció un cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo para la UGE Gas - Cuenca Austral de US\$ 97 millones generado por la menor producción esperada a partir del comportamiento de los campos y por incrementos en los costos de producción. Para mayor información véase Nota 8 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.
- Una ganancia de otros resultados operativos, netos de US\$ 257 millones en 2022 en comparación con una pérdida de US\$ 232 millones en 2021, lo cual representó una variación de US\$ 489 millones, explicado principalmente por el recupero en 2022 de cargos vinculados a la provisión de juicios y contingencias de la Sociedad (véase Nota 16.a) a los Estados Financieros Consolidados Auditados).

Downstream

En 2022, los niveles de procesamiento de nuestras refinerías promediaron 285 mbb/d, mientras que en 2021 promediaron 270 mbb/d. Este incremento se produjo producto de un aumento de la demanda durante 2022 y de la optimización operativa y logística de las refinerías destinada a maximizar la producción de naftas y destilados medios para abastecer la demanda incremental. Adicionalmente, en 2021 el nivel de procesamiento de la Refinería La Plata se vio afectado por los paros por trabajos de mantenimiento, compensado parcialmente por el paro no programado en 2022 en la Refinería Luján de Cuyo. En 2022, se obtuvo una mayor producción de gasoil de 3,6%, una mayor producción de naftas de 12,4% y una mayor producción de jet fuel de 102,2%.

Durante 2022, la ganancia operativa del segmento de Downstream fue de US\$ 1.523 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 945 millones durante 2021, representando un incremento de US\$ 578 o 61,2%, explicado por:

- Mayores ingresos (un incremento de US\$ 4.841 millones o 42,9%) principalmente debido a un crecimiento sostenido de la demanda de combustibles y a mayores precios de venta de los productos. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos durante 2022 se destacan:
 - Mayores ventas de gasoil en el mercado interno por US\$ 2.246 millones, o 49,5%, principalmente debido a un incremento de 36,3% en el precio de venta promedio y a un incremento de 9,7% en el volumen de gasoil vendido, mientras que en el mercado se pudo observar un aumento en el volumen para este producto de 7,6%. Dentro del aumento en el volumen vendido de la Compañía, se destaca un incremento de 23,0% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gasoil premium).
 - Mayores ventas de naftas en el mercado interno por US\$ 750 millones, o 27,7%, principalmente debido a un incremento de 12,1% en el precio de venta promedio y a un incremento de 13,9% en el volumen de nafta vendido, mientras que en el mercado se pudo observar un aumento en el volumen para este producto de 13,6%. Dentro del aumento en el volumen vendido de la Compañía se destaca un incremento de 18,6% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium).
 - Mayores ventas de otros productos en el mercado interno (un incremento de US\$ 1.208 millones o 48,7%), principalmente de jet fuel, fertilizantes, carbón residual, lubricantes, harinas y granos y asfaltos debido principalmente a mayores precios de venta.
 - Mayores ingresos obtenidos en el mercado externo (un incremento de US\$ 637 millones, o 40,8%) debido principalmente a un aumento de las exportaciones de carbón residual y harinas y aceites de soja; y a la venta de jet fuel y gasoil a aerolíneas y embarcaciones de bandera extranjera, respectivamente.
- Mayores costos y gastos (un incremento de US\$ 4.241 millones o 41,0%) debido principalmente a:
 - Un incremento en las compras de materias primas y productos de reventa principalmente explicado por:
 - (i) Un incremento en las compras de petróleo de US\$ 1.459 millones, o 28,3%, como resultado de un incremento de 19,5% en los precios de compra promedio y de 7,3% en los volúmenes de compra. Los volúmenes comprados a terceros se incrementaron en un 4,5%.
 - (ii) Mayores importaciones de combustibles (gasoil, nafta premium y jet fuel) por US\$ 930 millones, o 130,6%, debido a mayores volúmenes y precios de compra.
 - (iii) Mayores compras de biocombustibles (biodiesel y bioetanol) por US\$ 469 millones, o 90,5%, debido a mayores volúmenes y precios de compra.
 - Un incremento en la recepción de granos por US\$ 120 millones, o 28,8%, a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al Agro, que contablemente se registran como compras, debido principalmente a mayores precios de compra.
 - Un incremento en las compras de fertilizantes por US\$ 101 millones, o 21,5%, debido principalmente a mayores precios de compra.

- Una variación de existencias positiva por US\$ 236 millones registrada en 2022, debido principalmente a una mayor generación de existencias. En 2021, se registró una variación de existencias positiva de US\$ 470 millones.
- Un incremento en el costo de refinación y logística de US\$ 343 millones, o 32,3% considerando un incremento del costo unitario de 25,1%, principalmente generado por mayores gastos de personal, mayores cargos de conservación, reparación y mantenimiento, otros servicios y mayores cargos por transporte de productos.

Gas y Energía

Durante 2022, la ganancia operativa del segmento de Gas y Energía fue de US\$ 90 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 10 millones durante 2021, representando un incremento de US\$ 80 millones o 800,0% explicada por:

- Mayores ingresos (un incremento de US\$ 465 millones o 20,9%) principalmente por:
 - Un incremento de US\$ 210 millones por la nueva operatoria de Midstream Gas, generados por el transporte, acondicionamiento y procesamiento de gas natural para la separación de gasolina, propano y butano, a partir de la transferencia de los activos relacionados gestionados hasta el 31 de diciembre de 2021 por el segmento de Upstream, de los cuales el 86,2% fueron ventas de gasolina al segmento de Downstream.
 - Un incremento de US\$ 192 millones, o 11,7%, en las ventas de gas natural como productores mayormente como resultado de un aumento de 9,2% en los volúmenes vendidos y un incremento de 2,3% en el precio de venta promedio (el precio de venta promedio del gas natural alcanzó en 2022 los 3,61 US\$/MBtu² comparado con el promedio de 3,53 US\$/MBtu de 2021). El precio local del gas natural está principalmente asociado a la implementación del Plan GasAr 2020-2024 (véase Nota 35.d.1) a los Estados Financieros Consolidados Auditados). Dicho incremento contiene 19 US\$ de ventas de gas natural de YPF a Metrogas.
 - Un incremento de US\$ 60 millones, o 11,2%, en las ventas de nuestra subsidiaria Metrogas S.A. a los segmentos minorista (clientes residenciales y pequeños comercios) y grandes clientes (usinas e industrias) principalmente por un incremento en el precio y en los ingresos por servicios de transporte y distribución.
- Mayores costos y gastos (un incremento de US\$ 388 millones o 17,5%) debido principalmente a:
 - Un incremento de US\$ 156 millones en los costos y gastos de la nueva operatoria de Midstream Gas.
 - Un incremento de US\$ 196 millones, o 12,0%, en las compras de gas natural al segmento de Upstream y a terceros como resultado de un aumento de 3,1% en el precio de compra promedio y de un aumento del 8,6% en los volúmenes de compra. Los volúmenes comprados a terceros aumentaron en un 32,2%.

Administración central y otros

Durante 2022 la pérdida operativa de Administración central y otros ascendió a US\$ 405 millones, un incremento de la pérdida de 104,5%, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 198 millones en 2021, debido principalmente a mayores gastos administrativos debido al incremento generalizado de precios, compensado parcialmente por los mayores ingresos de nuestra subsidiaria A-Evangélica S.A.

Resultados no trascendidos a terceros ²

Los principales resultados entre los segmentos de negocio se generan por las ventas de petróleo y gas natural producidos por el segmento de Upstream a los segmentos Downstream y de Gas y Energía, respectivamente.

Los ajustes de consolidación durante 2022, 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\$ 36 millones, comparado con un importe negativo de US\$ 138 millones en 2021. En ambos ejercicios se produjo un aumento de la brecha entre los precios de transferencia entre segmentos de negocio y el costo de producción de los inventarios de la Sociedad. En ambos ejercicios, los precios de transferencia reflejan las variaciones de los precios de mercado, especialmente del petróleo.

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 del BCRA, letras y bonos del Tesoro Argentino y bonos corporativos) and (iii) descubiertos y/u otros acuerdos de financiación a corto plazo con bancos. 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.

² Millón de Unidades Térmicas Británicas (British thermal units)

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 en el mercado local e internacional a diferentes monedas, tasas de interés y plazos, bajo el Programa Global de Obligaciones Negociables de Mediano Plazo, que venció en octubre 2022, y el Régimen de Emisor Frecuente. Todos estos valores están autorizados a negociarse en ByMA y / o en el MAE, mientras que estamos autorizados a negociar las emisiones de deuda internacionales en la Bolsa de Valores de Luxemburgo. Para obtener información adicional sobre las obligaciones negociables en circulación de la Compañía al 31 de diciembre de 2023, véase Notas 4, 21 y 39 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Con base en el nivel de nuestra deuda financiera pendiente 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 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 interés, riesgo de tipo de cambio y riesgo de precio), riesgo de liquidez y riesgo de crédito. Para más información relacionada con la gestión de riesgo financiero véase Nota 4 a los Estados Financieros Consolidados Auditados. Véase adicionalmente " 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 35.g) a los Estados Financieros Consolidados Auditados e "Información Adicional – Tipos de cambio y controles de cambio", la Compañía puede verse afectada en caso de variaciones del tipo de cambio, lo que ha motivado una estrategia activa en la gestión de liquidez de la Compañía. Al 31 de diciembre de 2023, la liquidez de YPF estaba compuesta en un 16,0% de pesos (sustancialmente cubiertos en dólares estadounidenses) y un 84,0% de moneda distinta al peso argentino (principalmente dólares estadounidenses). Véase adicionalmente "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con Argentina— Los precios de nuestros productos en Argentina y las fluctuaciones en los precios del petróleo internacional y de los productos refinados pueden afectar adversamente nuestros resultados de las operaciones".

Para el año 2024, hemos establecido un programa de inversiones por un total aproximado de US\$ 5.000 millones, que una vez más se concentrará en nuestros desarrollos no convencionales. Sin embargo, en caso de que los flujos de efectivo de las actividades operativas resulten inferiores a lo previsto, dadas las incertidumbres relacionadas con la evolución del entorno económico argentino y, más ampliamente, sobre la economía mundial, podríamos tener que ajustar dicho plan, reduciendo nuestro programa de inversiones para priorizar la disciplina financiera.

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.)		
	2023	2022	2021
Préstamos no corrientes	5.391.865	1.053.196	670.535
Préstamos corrientes	1.217.206	201.808	86.680
Total	6.609.071	1.255.004	757.215

Al 31 de diciembre 2023, 2022 y 2021, el 98,2%, 96,8% y 95,2% de nuestra deuda total consolidada se encontraba denominada en dólares estadounidenses, respectivamente. Además, al 31 de diciembre de 2023 el 91,5% de nuestra deuda total consolidada devenga intereses a una tasa fija.

Con respecto a la composición de nuestra deuda, al 31 de diciembre de 2023, nuestras obligaciones negociables representan el 85,7% mientras que el 14,3% consiste en facilidades comerciales y otros préstamos.

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 2023, 2022 y 2021 fueron de Ps. 2.408 millones, Ps. 1.534 millones y Ps. 360 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.

Régimen Emisor Frecuente

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 Comisión Nacional de Valores ("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 Comisión Nacional de Valores y Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2023-9-APN-GE#CNV de fecha 4 de abril de 2023. 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. Mediante Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2024-1-APN-GE#CNV de fecha 4 de enero de 2024 se resolvió el aumento del monto bajo el Régimen de Emisor Frecuente por hasta US\$ 700.000.000, de los cuales la Sociedad

cuenta con un monto disponible (pendiente de emisión) respecto de esta ratificación de U\$S 409.095.003 (o su equivalente en otros monedas o unidades monetarias, de medida o de valor). 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-2024-21-APN-GE#CNV de fecha 17 de abril de 2024, con un monto disponible a emitir de U\$S 409.095.003 (o su equivalente en otros monedas o unidades de valor).

El siguiente cuadro contiene información relativa a las fechas de vencimiento previstas de nuestros préstamos (capital más intereses devengados):

	Al 31 de diciembre de 2023						
	(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	6.609.071	1.217.206	1.409.334	886.920	989.213	633.538	1.472.860

Nuestro bono clase XLVII venció en marzo 2021. Con antelación a su vencimiento, durante julio de 2020 la Compañía refinanció aproximadamente el 58,7% de dicho bono. Adicionalmente, de acuerdo con lo establecido por la Comunicación 'A' 7.106 del BCRA, la Compañía realizó una oferta de canje voluntario de por el valor residual del bono 2021 y por las principales obligaciones negociables Clase XLVII emitidas en el exterior con vencimientos entre 2024 y 2047 por un valor total de US\$ 6.200 millones. El 8 de febrero de 2021, la Compañía anunció que participaron en el canje tenedores que representan más del 30% de dichos valores (en particular, el 59,9% de las Obligaciones Negociables Clase XLVII residuales), proporcionando un alivio de flujo de efectivo de US\$ 577 millones para 2021 y 2022.

El 5 de enero de 2024 la Sociedad anunció una oferta de compra de las ON Clase XXVIII con vencimiento en abril de 2024 emitidas bajo el Programa Global 2008 por el total del capital de US\$ 346 millones, habiendo recibido y aceptado órdenes de compra por US\$ 138 millones, las cuales representan un 40% del monto vigente y fueron completamente canceladas al 7 de febrero de 2024 con sus correspondientes intereses. Al 4 de abril de 2024, las ON Clase XXVIII fueron pagadas y canceladas en su totalidad.

El 17 de enero de 2024 la Sociedad emitió bajo el Régimen de Emisor Frecuente en el mercado internacional las ON Clase XXVIII denominadas, integradas y a pagar en dólares a una tasa de interés fija del 9,50% nominal anual con vencimiento en enero de 2031 amortizables en 10 cuotas semestrales a partir de julio de 2026. Las ON Clase XXVIII fueron emitidas por un valor nominal de US\$ 800 millones a un precio de 99,083% con un rendimiento al vencimiento del 9,75% y se encuentran garantizadas. YPF ha abierto una cuenta de reserva y pago en Nueva York a favor de los tenedores de las ON Clase XXVIII los cuales deben cubrir el 125% de los servicios de deuda de dichas ON a cancelar en los próximos 6 meses, en línea con lo permitido por la normativa cambiaria vigente.

Para obtener una descripción de nuestra exposición al riesgo de mercado, véase "—Información cualitativa y cuantitativa sobre el riesgo de mercado" y Notas 4 y 21 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Compromisos en nuestros préstamos

Una parte significativa de nuestra deuda financiera contiene cláusulas de compromisos (covenants), habituales para contratos de esta naturaleza, dentro de los que se incluyen covenants financieros que consisten principalmente en la limitación de la incurrencia en deuda adicional cuando se excede el ratio de apalancamiento consolidado y el ratio de cobertura de servicio de la deuda de la Compañía, sujeto a ciertas excepciones que pueden proporcionar cierta flexibilidad a la Compañía, limitaciones en los pagos de dividendos, recompras de acciones y ciertas inversiones, y eventos de incumplimientos desencadenados por juicios adversos materiales insatisfechos, entre otros.

La Compañía monitorea trimestralmente el cumplimiento de los covenants. Al 31 de diciembre de 2023 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 o al producirse un cambio de control, 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".

Adicionalmente, de acuerdo con los términos y condiciones de los préstamos que la subsidiaria Metrogas ha tomado, el indicador de cobertura de intereses no hubiera sido cumplido, lo cual podría haber acelerado los vencimientos de estos pasivos financieros. No obstante, los acreedores financieros consintieron formalmente en dispensar a Metrogas de su obligación contractual de dar cumplimiento a dicho indicador financiero al 31 de diciembre de 2023. No podemos asegurar que Metrogas no vaya a necesitar nuevas dispensas en el futuro ni que, en caso de solicitarlas, se vayan a conceder.

Garantías otorgadas

Para información referente a las garantías otorgadas, que son acuerdos fuera de balance, véase Nota 34.e) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Información de flujo de efectivo

Las siguientes tablas presentan, para cada uno de los períodos indicados, nuestra información de flujo de efectivo:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Estados de flujo de efectivo consolidados - Cifras expresadas en millones de Ps.			
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.774.199	736.660	400.014
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(1.522.226)	(523.024)	(243.992)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	33.164	(157.104)	(150.659)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	483.945	17.664	2.697
Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	769.082	74.196	8.060
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	136.874	62.678	54.618
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	905.956	136.874	62.678

El flujo de efectivo originado en las actividades operativas durante 2023 alcanzó un total de \$ 1.774.199 millones (US\$ 5.913 millones) en comparación con un total de \$ 736.660 millones (US\$ 5.693 millones) de 2022; este aumento de \$ 1.037.539 millones, o 140,8%, se debe fundamentalmente a un incremento del resultado operativo (sin considerar depreciaciones y deterioro de propiedades, planta y equipo; amortización de activos intangibles; depreciaciones de activos por derecho de uso y perforaciones exploratorias improductivas), y a una variación negativa de la variación del capital de trabajo operativo, explicada principalmente por un aumento en la variación de cuentas por pagar, otros pasivos, provisiones y remuneraciones y cargas sociales; parcialmente compensada por un aumento en la variación de inventarios y créditos por ventas. El flujo de efectivo originado en las actividades operativas en 2022 alcanzó un total de \$ 736.660 millones en comparación con un total de \$ 400.014 millones en 2021; este incremento de \$ 336.646 millones, o 84,2%, se debe fundamentalmente a un incremento del resultado operativo (sin considerar el deterioro de propiedades, planta y equipo; depreciaciones de propiedades, planta y equipo; amortización de activos intangibles; depreciaciones de activos por derecho de uso; y perforaciones exploratorias improductivas), y por una mayor disminución en la variación acumulada del capital de trabajo, explicada principalmente por un incremento en las cuentas a pagar, remuneraciones y cargas sociales y provisiones, parcialmente compensado por un incremento en los inventarios, créditos por ventas y otros créditos.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión durante 2023 alcanzó un total de \$ 1.522.226 millones (US\$ 5.332 millones) en comparación con un total de \$ 523.024 millones (US\$ 4.016 millones) de 2022; este aumento de \$ 999.202 millones, o 191,0%, se debe principalmente a mayores adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles por \$ 1.058.798 millones, parcialmente compensado por mayores cobros por venta de activos financieros e intereses, netos por \$ 54.320 millones (cobros por ventas de activos financieros, intereses cobrados de activos financieros, y pagos por adquisición de activos financieros), mayores cobros por cesión de áreas y ventas de activos por \$ 3.289 millones y menores préstamos con partes relacionadas, netos por \$ 2.891 millones. El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión en 2022 alcanzó un total de \$ 523.024 millones en comparación con un total de \$ 243.992 millones en 2021; este incremento de \$ 279.032 millones, o 114,4%, se debe principalmente a las mayores inversiones en propiedades, planta y equipo y activos intangibles por \$ 297.327 millones; a los mayores cobros por la venta de activos financieros, netos de pagos e intereses, por \$ 24.916 millones; y a los menores cobros por ventas de activos por \$ 3.460 millones.

El flujo de efectivo originado en las actividades de financiación durante 2023 alcanzó un total de \$ 33.164 millones (US\$ 278 millones), explicado principalmente por toma de deuda neta de pagos de capital por \$ 323.449 millones (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, por pagos por arrendamientos por \$ 106.401 millones, y por el pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias por \$ 2.454 millones. El flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación durante 2022 alcanzó un total de \$ 157.104 millones (US\$ 1.227 millones), explicado principalmente por pagos de capital netos de toma de deuda por \$ 45.252 millones (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. El flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación durante 2021 alcanzó un total de \$ 150.659 millones, explicado principalmente por pagos de capital netos de toma de deuda por \$ 64.390 millones, por pagos de intereses por \$ 58.454 millones y por pagos por arrendamientos por \$ 28.526 millones.

Requisitos materiales de efectivo

Los siguientes párrafos presentan información sobre nuestros compromisos materiales en virtud de contratos comerciales al 31 de diciembre de 2023:

- **Deuda:** La deuda total ascendió a Ps. 8.548.301 millones al 31 de diciembre de 2023 de los cuales Ps. 1.494.429 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. Los intereses de los instrumentos de tasa variable se calculan utilizando la tasa al 31 de diciembre de 2023. Véase Nota 21 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 Ps. 652.831 millones al 31 de diciembre de 2023 (de los cuales Ps. 296.158 millones corresponden a deuda con vencimiento de menos de un año). Véase Nota 20 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 capital. Estas obligaciones son obligatorias y jurídicamente vinculantes para YPF y especifican todos los términos significativos, incluyendo cantidades fijas o mínimas a adquirir; provisiones fijas, mínimas o variables; y el momento de la transacción. Para las obligaciones con provisiones 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 2023.

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía estaba comprometida a comprar productos y servicios por más de Ps. 2.526.014 millones de los cuales Ps. 724.161 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 Ps. 5.682.383 millones al 31 de diciembre de 2023, e incluyen:**
 - Provisiones: incluyen cuentas de pasivos ambientales y obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos. Véase Nota 16 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 y pasivos por impuestos diferidos, netos, según lo establecido en nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados.

Al 31 de diciembre de 2023, los compromisos exploratorios y de inversión y gastos hasta la finalización de los permisos de exploración y las concesiones de explotación más relevantes ascienden a Ps. 2.615.418 millones. Ver Nota 34.c) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Además, tenemos compromisos adicionales bajo garantías. Véase Nota 34.e) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Inversiones de capital, erogaciones y desinversiones

Inversiones de Capital y Erogaciones

La siguiente tabla presenta, para cada uno de los períodos indicados, nuestras erogaciones de capital para cada actividad:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2023		2022 ⁽²⁾		2021 ⁽²⁾	
	(en millones de US\$)	(%)	(en millones de US\$)	(%)	(en millones de US\$)	(%)
Gastos e Inversiones de Capital						
Upstream ⁽¹⁾	4.306	75,3%	3.188	75,4%	2.156	81,3%
Downstream	1.140	19,9%	837	19,8%	406	15,3%
Gas y Energía	178	3,1%	78	1,8%	27	1,0%
Administración Central y otros	100	1,7%	127	3,0%	65	2,4%
Total	5.724	100,0%	4.230	100,0%	2.654	100,0%

(1) Incluye adquisiciones de propiedades, planta y equipos y gastos de exploración, netos de perforaciones improductivas y costos de abandono.

(2) La información comparativa para los años fiscales terminados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 se ha reexpresado debido a los cambios en ciertos activos relacionados con la exploración, explotación y producción de arena de fractura para perforación de pozos como describimos anteriormente en el segmento de negocio Upstream. Véase la Nota 5 de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Desinversiones

No hemos tenido desinversiones de capital durante 2023, 2022 y 2021.

El 29 de febrero de 2024 el Directorio de YPF resolvió la disposición de ciertos grupos de activos relacionados con el segmento de negocio Upstream, principalmente campos maduros en determinadas cuencas. Los campos maduros constan de 55 áreas que están siendo segregadas en 18 grupos de activos para su disposición. Esta disposición de activos es consistente con los nuevos 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”, “Información de la emisora—Estrategia de negocios”, “Información de la emisora—Organización del negocio—Upstream” y “Información de la emisora—Organización del negocio—Upstream—Reservas de petróleo y gas”. El importe en libros de estos activos al 31 de diciembre de 2023 podrá ajustarse en períodos futuros dependiendo de los resultados del proceso de disposición realizado por YPF y de la contraprestación financiera que se acuerde con terceros por dichos activos y, adicionalmente, el cierre de dichos procesos de disposición estará sujeto al cumplimiento de las condiciones de cierre habituales, incluidas las aprobaciones regulatorias aplicables. Véase Nota 8 y 39 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Investigación y Desarrollo, Patentes y Licencias, etc.

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 negocios”, “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”, “—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Factores que afectan nuestras operaciones”, “—Reseña y perspectiva operativa y financiera—Condiciones macroeconómicas”, “Liquidez y recursos de capital—Inversiones de capital, erogaciones y desinversiones—Desinversiones”.

Novedades en materia política y regulatoria en Argentina

Para obtener información sobre los desarrollos normativos y regulatorios relacionados con la industria del petróleo y el gas en Argentina, véase “Información de la Emisora—Marco legal y regulatorio argentino” del presente Prospecto y la Nota 35 a los Estados Financieros Consolidados Auditados. Como se discute en “Factores de riesgo” y en 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.

Políticas y estimaciones contables relevantes

Nuestros criterios contables y estimaciones significativas y fuentes clave de incertidumbre se describen en la Notas 2.b de los Estados Financieros Consolidados Auditados. Para información sobre en la estimación véase Nota 2.c.

En relación con la divulgación del impacto que tendrán las normas contables emitidas recientemente en los estados financieros cuando se adopten en períodos futuros, véase Nota 2.b .14) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Adicionalmente, con relación a la estimación de reservas de petróleo y gas, véase “Información de la Emisora—Organización del negocio—Upstream—Reservas de petróleo y gas” de este Prospecto.

Litigios

Las descripciones de los litigios se encuentran incorporados en las Notas 16, 32 y 33.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 2023, y por los cuales pudiéramos incurrir en utilidades 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 hacia 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 “—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 estadounidense, la moneda que genera la mayor exposición es el peso argentino, la moneda legal argentina.

Para más información véase Notas 2.b.1) y Nota 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 mayor información sobre nuestros activos y pasivos denominados en monedas distintas al peso (principalmente dólares), véase Nota 38 a los Estados financieros Consolidados Auditados.

Exposición a las tasas de interés

Sólo el 8% de nuestra deuda financiera está sujeta a tipos de interés variables, mientras que todos nuestros activos financieros están sujetos a tipos de interés fijos. Para obtener información sobre nuestros activos y pasivos financieros al 31 de diciembre de 2023 que pueden ser sensibles a cambios en las tasas de interés, véase la Nota 4 “Administración riesgo de mercado - 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 al 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 ver las Notas 2.b.7) y 6 a los Estados Financieros Consolidados Auditados, respectivamente. La mayoría (99%) de nuestros activos financieros que devengan interés son activos corrientes, sujetos a una tasa de interés que oscila entre 0,00% y 6,95%. El resto de los activos financieros que devengan interés tienen un vencimiento inferior a 5 años.

Para obtener información sobre los vencimientos de nuestros pasivos financieros, véase las Notas 4 “Gestión del riesgo de mercado — Administración del riesgo de liquidez” y 21 de los Estados Financieros Consolidados Auditados, y “— Liquidez y recursos de capital— Endeudamiento”. Para información sobre los valores razonables de los pasivos financieros, véase la 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 hidrocarburos

Nuestros resultados de operaciones también 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 2023, 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 a nuestro negocio— Los precios de nuestros productos en Argentina y las fluctuaciones en los precios del petróleo internacional 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 31 de marzo de 2024, había 139.763.827 ADS en circulación y 39 titulares de registro de ADS. Dichos ADS representaban aproximadamente el 36% del número total de acciones Clase D emitidas y en circulación a partir de esa fecha. Aproximadamente el 13% 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 BASE.

Bolsas y Mercados Argentinos S.A.

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

La Compañía es miembro del panel especial denominado "Panel de Gobierno Corporativo Plus" (CG+Panel) creado por BYMA en diciembre de 2018.

El CG+Panel de BYMA es un segmento de mercado que está compuesto por compañías que se adhieren voluntariamente a mayores estándares de buen gobierno corporativo y transparencia en comparación con los requeridos por las regulaciones argentinas y que asumen el compromiso de monitorearlos periódicamente. Dichas normas están en línea con los principios de gobierno corporativo de la OCDE, que fueron adoptados por el G20.

El Mercado Argentino de Valores Negociables

El mercado de valores en Argentina estaba originalmente compuesto por 5 bolsas, que se encuentran en la Ciudad de Buenos Aires ("BCBA"), Córdoba, Mendoza, Rosario y Santa Fe, con bolsas afiliadas y, en consecuencia, autorizadas a cotizar públicamente valores ofrecidos. Sin embargo, este sistema se vio afectado por la promulgación de la Ley Mercado de Capitales y su Decreto reglamentario N° 471/2018 (la "Ley de Mercado de Capitales"), junto con las Normas de la CNV, contenidas principalmente en la Resolución General N° 622/2013 y sus modificatorias, que establecía que los valores sólo pueden cotizarse e intercambiarse en mercados accionarios autorizados para funcionar como tales por la CNV.

La BCBA, que comenzó a operar en 1854, era la principal y más antigua bolsa de valores en Argentina. Las funciones de intercambio de BCBA ahora han sido absorbidas por el Mercado de Valores de Buenos Aires ("MERVAL"), que es un mercado de valores autorizado por la CNV para funcionar como tal, bajo la Ley de Mercado de Capitales. El MERVAL y la BCBA han celebrado un acuerdo que ha sido aprobado por la CNV, mediante el cual el MERVAL ha delegado en la BCBA ciertas funciones, tales como: (i) la autoridad para otorgar la autorización de cotización de valores; (ii) la autoridad para constituir tribunales de arbitraje; y (iii) la emisión de un boletín de información pública.

El 29 de diciembre de 2016, el Directorio de la CNV aprobó la creación de BYMA como un nuevo mercado. Los accionistas de BYMA son el MERVAL y la BCBA, y cada uno posee inicialmente el 70% y el 30% del capital social de BYMA, respectivamente.

El mercado de valores argentino está regulado y supervisado por la CNV, de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831 que rige la regulación de las bolsas de valores, así como las transacciones bursátiles, las operaciones de mercado, la oferta pública de valores, cuestiones de gobierno corporativo relacionadas con las empresas públicas y la negociación de futuros y opciones. Los inversionistas institucionales y las compañías de seguros argentinas están regulados por agencias gubernamentales separadas, mientras que las instituciones financieras están reguladas principalmente por el BCRA.

En Argentina, los títulos de deuda y de capital negociados en una bolsa o en el mercado extrabursátil deben, a menos que sus accionistas lo indiquen de otro modo, depositarse en la Caja de Valores S.A., una corporación de propiedad en un 99,96% por BYMA. Esta compañía es el depositario central de valores de Argentina y proporciona servicios centrales de depositario, además de actuar como banco de compensación para la negociación de valores y como agente de transferencia y pago para transacciones de valores. Además, maneja la liquidación de transacciones de valores llevadas a cabo a través de Millenium.

Entre las disposiciones clave de la Ley de Mercado de Capitales se encuentran las siguientes: la definición de “valor negociable,” que rige el tratamiento de las obligaciones negociables; los requisitos de gobierno corporativo incluyendo las obligaciones de las sociedades que se listan públicamente en los mercados de crear comités de auditoría formados por tres o más miembros del Directorio (la mayoría de los cuales debe ser independiente bajo las regulaciones de la CNV); regulaciones para operaciones de estabilización del mercado bajo ciertas circunstancias, regulaciones que rijan las operaciones de personas que manejen información privilegiada, la manipulación en el mercado y el fraude con valores negociables y regula las operaciones mediante las cuales una empresa sale del régimen de oferta pública y de adquisición de acciones con derecho a voto, incluida la participación controlante en sociedades que se listan en los mercados. Adicionalmente, la Ley de Mercado de Capitales incluye disposiciones acerca de la desmutualización de las bolsas de valores, nuevos poderes reguladores y recursos para la CNV, un sistema de oferta pública obligatoria - así como las regulaciones para las ofertas voluntarias - y otras disposiciones, como los nuevos requisitos para los corredores/distribuidores y otros agentes del mercado. Estas disposiciones fueron reguladas por la CNV mediante la Resolución General N° 622/2013 y sus modificatorias. Antes de ofrecer valores negociables al público en la Argentina, un emisor debe cumplir con ciertos requisitos establecidos por la CNV con respecto a sus activos, sus operaciones históricas y su administración. Solamente los valores negociables aprobados por la CNV para la oferta pública podrán ser listados en mercados autorizados por la CNV. Sin embargo, la aprobación de la CNV no implica ningún tipo de certificación sobre la calidad de los valores negociables o la solvencia del emisor, a pesar de que los emisores de valores negociables que listan sus valores negociables en los mercados deben presentar estados financieros trimestrales no auditados, estados financieros anuales auditados de acuerdo con las NIIF, y otros informes periódicos a la CNV y al mercado autorizado en las cuales se listan sus valores negociables, como así también informar a la CNV y a los mercados autorizados sobre cualquier hecho relacionado con el emisor y sus accionistas que pudiera afectar en forma sustancial la cotización de valores negociables.

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 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 801 del Protocolo Nacional e inscriptos en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a cargo de la Inspección General de Justicia el 15 de junio de 1993, bajo el número 5.109 del libro de Sociedades número 113, tomo "A".

En la Asamblea realizada el día 26 de enero de 2024, nuestros accionistas aprobaron la última modificación a nuestros estatutos sociales, unificando las funciones de Presidente y 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, bajo el número 4.735 del libro 116 de Sociedades por Acciones.

Objeto social

De conformidad con el artículo 4 de nuestro estatuto, el objeto social de YPF S.A. es llevar a cabo, per se, a través o en asociación con terceros, las siguientes actividades:

- El estudio, la exploración y la explotación de los yacimientos de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos y demás minerales.
- La industrialización, transporte y comercialización de estos productos y sus derivados directos e indirectos, incluyendo también productos petroquímicos, químicos derivados o no de hidrocarburos.
- Generación de energía eléctrica a partir de hidrocarburos.

A estos efectos, la Sociedad tendrá derecho a elaborar, utilizar, comprar, vender, permutar, importar o exportar dichos productos y/o subproductos y a 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 de nuestro objeto social, véase "Información de la Emisora".

Directores

Elección de 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, y hasta un número igual de 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 ocupan sus cargos de 1 a 3 ejercicios fiscales, según lo determinen las asambleas de accionistas. Si son elegidos por la Comisión Fiscalizadora, los directores ocupan sus cargos hasta la elección de los directores de la siguiente Asamblea de accionistas.

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 de directores para constituir un quórum (incluidos los que participan a distancia). 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.

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 acción anual de YPF S.A.

Elección escalonada de Directores

La elección de los miembros del Directorio de YPF S.A. no es escalonada.

Deberes y responsabilidades de los Directores

Para obtener información sobre los deberes y responsabilidades de los directores, véase "Información sobre los directores, gerencia de 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".

Legislación sobre Inversión Extranjera

De conformidad con la Ley 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) o tierras rurales por personas físicas o jurídicas extranjeras de conformidad con la Ley N° 26.737 (modificada y complementada) no está restringida, y no se requiere aprobación previa para realizar inversiones extranjeras. No se requiere aprobación previa para comprar acciones Clase D o ADS o para ejercer derechos financieros o corporativos en virtud de los mismos (véase "Información de la Emisora—La Sociedad").

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 (N.T 2013 y modificatorias).

Las asambleas de accionistas pueden ser ordinarias o extraordinarias. Se nos exige que convoquemos y celebremos una asamblea ordinaria dentro de los cuatro meses posteriores al cierre de cada ejercicio anual para considerar los asuntos indicados en los dos primeros párrafos del 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 (N.T 2013 y modificatorias).

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.

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 “—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.

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. Emitiremos a cada accionista un recibo de recepción del certificado de tenencia requerido para su admisión a 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 “—Derechos de preferencia y acrecer”.

De acuerdo con la Artículo 62 Bis de la Ley de Mercados de Capitales y la Resolución General N° 789/2019 de la CNV, las compañías extranjeras pueden votar en las asambleas de accionistas por un abogado debidamente autorizado.

Los directores, miembros de la Comisión Fiscalizadora y gerentes de 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 el párrafo precedente. 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 intereses con nuestra compañía y que no se abstenga de votar podrá verse obligado a responder por daños frente a la Compañía, 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.

Se necesita el voto afirmativo de la mayoría para adoptar ciertas resoluciones de la Sociedad.

Reuniones a distancia

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 la Resolución General N° 939/2022 de la CNV, con vigencia a partir del 1 de enero de 2023, las entidades emisoras podrán celebrar reuniones a distancia de los órganos de administración y fiscalización, 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 y la Comisión Fiscalizadora.

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 ADRs 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.

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 inscrita 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 acuerdo 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 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" 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".

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; 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 "Restricciones para 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 "—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 para 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.

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 Bolsa de Comercio de Buenos Aires, en cada caso ajustado a raíz de cualquier división accionaria, dividendo 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, dividendo 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 "Votación—Derecho de voto de las acciones Clase A".

La Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV

En diciembre de 2018, la CNV emitió la Resolución General N° 779/2018 que reglamenta el régimen de ofertas públicas de adquisición, mediante la cual se modificó la Ley de Mercado de Capitales. Bajo este régimen, una oferta pública obligatoria a un precio justo (determinado de acuerdo con dicha ley) 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 Comité 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 los reglamentos 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, inmediatamente 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, hasta convertirse en un accionista controlador, en cuyo caso las regulaciones aplicables a él serán aplicables.

Contratos importantes

La Compañía no cuenta a la fecha del Prospecto con contratos importantes, distintos de aquellos originados en el curso de los negocios.

Tipos de cambio

Desde 1991 hasta fines del año 2001, la Ley N° 23.928 (la "Ley de Convertibilidad") estableció un tipo de cambio fijo de 1 peso argentino por 1 dólar estadounidense. El 6 de enero de 2002, la Ley N° 25.561 (la "Ley de Emergencia Pública"), puso formalmente fin a esa paridad entre el dólar estadounidense y el peso argentino. Tras un breve período en el que el gobierno argentino estableció un sistema cambiario dual provisorio en virtud de la Ley de Emergencia Pública, desde febrero de 2002 se ha permitido que el peso argentino fluctúe libremente frente a otras monedas, aunque el gobierno argentino tiene la facultad de intervenir comprando y vendiendo divisas por cuenta propia, una práctica que realiza regularmente. Sin embargo, el 23 de diciembre de 2019 se publicó la Ley N° 27.541 (la "Ley de Solidaridad"), que declaró nuevamente la emergencia pública hasta el 31 de diciembre de 2020. Véase "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—Podemos estar expuestos a fluctuaciones en los tipos de cambio".

Los controles de cambiarios que endurecieron las restricciones a los flujos de capital, los controles de cambios, 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 extranjero, 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 restableció los controles de cambios y autorizó al BCRA a (a) regular el acceso al 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, las medidas adoptadas por el decreto. N° 609/2019. A la fecha del presente Prospecto, las regulaciones cambiarias han sido (i) prorrogadas indefinidamente y (ii) consolidadas en un único conjunto de regulaciones, la Comunicación "A" 7.914, conforme sus posteriores modificaciones y complementos por el BCRA. Véase "—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, por los períodos indicados, se exponen los tipos de cambio bajos, altos, promedio y de cierre del período, expresados en pesos nominales por dólar estadounidense, con base en el promedio entre el tipo de cambio comprador y vendedor cotizados por el BNA El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa una tasa de compra para el peso argentino.

	<u>Mínimo</u>	<u>Máximo</u>	<u>Promedio ⁽¹⁾</u>	<u>Cierre del período</u>
	<i>(pesos por US\$)</i>			
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
2019	36,80	60,30	48,18	59,79
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
Mes				
Enero 2024	809,20	824,90	816,81	824,90
Febrero 2024	825,40	840,70	833,38	840,70
Marzo 2024	841,00	856,50	848,68	856,50
Abril 2024 (al 10 de abril 2024)	856,50	863,50	860,45	863,50

(1) Calculado utilizando la media de los tipos de cambio del último día de cada mes durante el período (para períodos anuales y mensuales).

Lo anterior no puede entenderse como una declaración que los montos en pesos argentinos han sido o pudieran haber sido convertidos, o que podrían convertirse a importes en dólares a los tipos de cambio antes mencionados en ninguna de las fechas indicadas.

Regulaciones cambiarias

Disposiciones específicas para los ingresos por el mercado de cambios

Ingreso y liquidación del producido de las exportaciones de bienes a través del mercado de cambios

El régimen cambiario argentino establece que el producido de las exportaciones de bienes debe ser ingresado y liquidado en pesos argentinos a través del mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles siguientes a su cobro.

El Decreto N° 28/2023 publicado el 13 de diciembre de 2023 estableció que en relación con: (i) el contravalor de la exportación de las prestaciones de servicios comprendidas en el inciso c) del apartado 2 del artículo 10 de la Ley N° 22.415 ("Código Aduanero") y sus modificaciones (que refiere a las prestaciones de servicios realizadas en el país, con utilización o explotación efectiva se lleve a cabo en el exterior); y (ii) el contravalor de la exportación de las mercaderías comprendidas en la Nomenclatura Común del MERCOSUR ("NCM"), incluidos prefinanciación y/o postfinanciación de exportaciones del exterior o un anticipo de liquidación; deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse, un 80% de dichos contravalores a través del mercado de cambios y, por el 20% restante se deberá concretar a través de operaciones de compraventa con valores negociables adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local.

En el caso de fondos recibidos o acreditados en el exterior, se considerará cumplido el depósito y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales debitados por las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país. Existen algunas excepciones a la obligación de liquidación a través del mercado de cambios, incluyendo, sin que implique limitación: (i) los cobros de exportadores que se encuentren dentro del Régimen de Fomento para las Exportaciones de la Economía del Conocimiento (establecido por el Decreto N° 679/2022); y (ii) ciertos cobros de exportaciones de servicios de personas humanas, según lo establecido por el punto 2.2.2.1. del Texto Ordenado.

Los montos cobrados en moneda extranjera por concepto de siniestros relacionados con los bienes exportados también deben ser ingresados y liquidados en pesos en el mercado de cambios, hasta el monto de los bienes exportados asegurados.

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 satisfecho 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 del 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 al exportador por un agente local propietario del medio de transporte de bandera extranjera, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- (i) La documentación permite constatar que la entrega de la mercadería exportada se ha producido en el país, que el agente local de la empresa propietaria de los medios de transporte de bandera extranjera ha realizado localmente el pago al exportador y la moneda en la que dicho pago se efectuó.
- (ii) La compañía cuenta con una certificación emitida por una entidad financiera en la que conste que el referido agente local hubiera tenido acceso al mercado de cambios por el monto equivalente en moneda extranjera que se pretende imputar al permiso. La entidad financiera emisora de la mencionada certificación deberá previamente verificar el cumplimiento de todos los requisitos establecidos por la normativa cambiaria para el acceso al mercado de cambios, con excepción de lo previsto en el Punto 3.16.1 del Régimen, y contar con una declaración jurada del referido agente local en la que conste que no ha transferido ni transferirá fondos al exterior por la parte proporcional de las operaciones comprendidas en la certificación.
- (iii) En caso de que los montos hayan sido percibidos en el país en moneda extranjera, la compañía cuenta con la certificación de liquidación de los fondos en el mercado de cambios.

El agente local de la empresa 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.

Obligación de ingresar las divisas procedentes de las exportaciones de servicios

Los pagos recibidos por la prestación de servicios por parte de residentes a no residentes deben ser ingresados y liquidados a través del mercado de cambios en un plazo no superior a 5 días hábiles a partir de la fecha de su percepción en el exterior o en el país o de su acreditación en cuentas del exterior.

En el caso de fondos percibidos o acreditados en el exterior, se podrá considerar cumplimentado el ingreso y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales debitados por las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país.

También le resulta aplicable a los cobros de exportaciones de servicios lo dispuesto en el Decreto N° 28/2023, también son aplicables al exportador de servicios (ver “-Ingreso y liquidación del producido de las exportaciones de bienes a través del mercado de cambios”).

Aplicación de los ingresos de las exportaciones

El Régimen Cambiario autoriza la aplicación de los ingresos de las exportaciones al reembolso de (i) prefinanciaciones de exportaciones y financiacines a la exportación otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales, (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 los Puntos 7.9 y 7.10 del Régimen Cambiario; y (v) anticipos, prefinanciaciones y postfinanciaciones del exterior con liquidación parcial en virtud de lo dispuesto por los Decretos N° 492/2023, N° 549/2023, N° 597/2023 y N° 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.

Endeudamientos financieros con el exterior

De acuerdo con el Punto 2.4 del Régimen Cambiario para que los deudores residentes puedan acceder al mercado de cambios para pagar el endeudamiento financiero con el exterior desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019, el producto 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 producto del préstamo no es obligatoria, el hecho de no liquidarlo impedirá el acceso futuro al mercado de cambios a efectos de reembolso.

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 el Punto 3.5 del Régimen Cambiario.

Hasta el 31 de diciembre de 2024, se requiere la conformidad 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. Ciertas excepciones específicas resultan aplicables, y se encuentran incluidas en el punto 3.5.6. del Texto Ordenado (a menos que el producto del préstamo se haya liquidado a través del mercado de divisas después del 1 de octubre de 2020, y el préstamo tenga una vida promedio de al menos 2 años).

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 conformidad previa del BCRA. En tal sentido, la empresa o individuo local deberá presentar una declaración jurada en la que:

- (a) Se deje constancia que (i) al momento del acceso al mercado de cambios la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras, y (ii) 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 USD 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 contabilizarse hasta el 31 de diciembre de 2024 las tenencias de moneda extranjera que tenga depositadas en entidades financieras locales. 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 de reserva o de garantía 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 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 canje y/o arbitraje con los fondos depositados.
- (b) 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.
- (c) Deje constancia que en la fecha de acceso al mercado de cambios y en los 90 días corridos anteriores en el caso de títulos valores emitidos con la legislación argentina y en los 180 días corridos anteriores en el caso de operaciones que no se realicen con títulos valores emitidos con legislación argentina: (i) no concertó ventas en el país de títulos valores con liquidación en moneda extranjera, (ii) no realizó canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos, (iii) no realizó transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior, (iv) no adquirió en el país títulos valores emitidos por no residentes con liquidación en pesos argentinos, (v) no adquirió CEDEARs representativos de acciones extranjeras, (vi) no adquirió títulos valores representativos de deuda privada emitida en jurisdicción extranjera, y (vii) no entregó fondos en moneda local 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, cryptoactivos o títulos valores depositados en el exterior.
- (d) Se comprometa a no concertar ninguna de las transacciones descriptas en el apartado (c) más arriba a partir del momento en que solicita el acceso al mercado de cambios y durante los 90 días corridos siguientes en el caso de títulos valores emitidos bajo legislación argentina y por los 180 días corridos subsiguientes en el caso de operaciones que no se realicen con títulos valores emitidos con legislación argentina.
- (e) El Punto 3.16.3 del Régimen Cambiario agrega que, en caso de que el cliente que solicita acceso al mercado de cambios sea una persona jurídica, para que la operación no quede comprendida por el requisito de conformidad previa del BCRA deberá presentar ante la entidad financiera correspondiente:
 - (A) una declaración jurada dejando constancia de que en el plazo previsto en el punto 3.16.3.4. (180 días antes de acceder al mercado de cambios) no ha entregado en el país 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 (esta declaración jurada se denominará “Declaración Jurada - Sección 1”); o bien
 - (B) (i) tal y como establece la sección 3.16.3.3. del Régimen Cambiario, una declaración jurada en la que conste: “el detalle 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”. Para determinar la existencia de una relación de control directo, deberán considerarse los tipos de relaciones descritos en el punto 1.2.2.1 de las normas sobre

“Grandes exposiciones al riesgo de crédito” deben considerarse. Las compañías que compartan una relación de control del tipo definido en los puntos 1.2.1.1 y 1.2.2.1 de las normas sobre “Grandes exposiciones al riesgo de crédito” deben considerarse miembros del mismo “grupo económico” (la “Declaración Jurada de Descripción del Grupo Económico”); y (ii) que en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 180 días corridos anteriores no ha entregado en el país 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 (la “Declaración Jurada de No Entrega de Pesos al Grupo Económico”). Asimismo, establece que “en el caso de las personas humanas o jurídicas que ejerzan una relación de control directo, el plazo de 180 días corridos solo será aplicable para las entregas realizadas a partir del 21.4.23, rigiendo el plazo de 90 días corridos para las entregas efectuadas con anterioridad a esa fecha. En tanto que para las personas jurídicas que integren el mismo grupo económico pero que no ejercían una relación de control directo sobre el cliente al 11 de mayo de 2023, lo previsto será aplicable solo por las entregas efectuadas a partir del 12 de mayo de 2023”.

(C) Lo indicado en el punto 3.16.3.4. (tal y como se detalla en el apartado (B)(ii) anterior) podrá ser considerado cumplido, en el caso de que el cliente que pretende acceder haya presentado:

- (i) una declaración jurada rubricada por cada persona humana o jurídica detallada en el punto 3.16.3.3. a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en el punto 3.16.3.4., dejando constancia de lo exigido en los puntos 3.16.3.1., 3.16.3.2. y 3.16.3.4.; o bien
- (ii) una declaración jurada del Grupo Económico de cada persona humana o jurídica declarada en la declaración jurada indicada en el punto 3.16.3.3. (es decir, todos los Controlantes Directos y los miembros declarados del grupo económico), dejando constancia de lo dispuesto en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Texto Ordenado de Exterior y Cambios; o bien
- (iii) una declaración de cada una de las personas humanas o jurídicas declaradas en la declaración jurada indicada en el punto 3.16.3.3. (esto es, todos los Controlantes Directos y los integrantes declarados del grupo económico), en la que se deje constancia de que, “en el plazo previsto en el punto 3.16.3.4., no ha recibido en el país 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 de adquisición de bienes y/o servicios, que hayan provenido del cliente o de alguna persona detallada en el punto 3.16.3.3. a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en el punto 3.16.3.4.”.

Finalmente, el Punto 3.16.4 del Régimen Cambiario establece que las entidades requerirán la conformidad previa del BCRA para dar acceso al mercado de cambios a las personas humanas o jurídicas incluidas por la AFIP en la base de datos de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos por dicho organismo. Este requisito no resultará de aplicación para el acceso al mercado para las cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra.

Pago de las importaciones

El Punto 3.1 del Régimen Cambiario permite 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. 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.

La Comunicación “A” 7.917 emitida el 13 de diciembre de 2023, posteriormente modificada por la Comunicación “A” 7.953 emitida el 26 de enero de 2024, modificó 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 bienes, lo siguiente, con vigencia a partir del 13 de diciembre de 2023:

- (a) Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios 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 respeta el cronograma que se presenta a continuación según tipo de bien:
 - (i) desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: (a) aceites de petróleo o mineral bituminoso, sus preparaciones y sus residuos (subcapítulos 2709, 2710 y 2713 de la NCM) o (b) gases de petróleo y demás hidrocarburos gaseosos (subcapítulo 2711 de la NCM). (c) hulla bituminosa sin aglomerar (posición arancelaria 2701.12.00 de la NCM), cuando la importación sea concretada por una central de generación eléctrica. (d) energía eléctrica (posición arancelaria 2716.00.00 de la NCM).
 - (ii) desde los 30 días corridos desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: (a) productos farmacéuticos y/o insumos utilizados en la elaboración local de los mismos, otros bienes relacionados con la atención de la salud o alimentos para el consumo humano alcanzados por lo dispuesto por el artículo 155 Tris del Código Alimentario Argentino, cuyas posiciones arancelarias según la NCM se encuentran detalladas en el punto 12.3. del Régimen Cambiario. La entidad deberá contar con la declaración jurada del importador dejando constancia de que los bienes serán destinados a los fines previstos en

este punto; (b) fertilizantes y/o productos fitosanitarios y/o insumos que pueden ser destinados a su elaboración local, cuyas posiciones se encuentran detalladas en el punto 12.2. del Régimen Cambiario. La entidad deberá contar con la declaración jurada del importador dejando constancia de que los bienes serán destinados a los fines previstos en este punto.

- (iii) desde los 180 días corridos desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: (a) automotores terminados (subcapítulo 8703 de la NCM). (b) aquellos que correspondan a las posiciones arancelarias detalladas en el punto 12.1. del Régimen Cambiario que no se encuentren contempladas en puntos precedentes, independientemente de su valor FOB unitario.
- (iv) para los restantes bienes, el pago de su valor FOB podrá ser realizado en los siguientes plazos contados desde el registro de ingreso aduanero de los bienes:
 - a) un 25% desde los 30 días corridos.
 - b) un 25% adicional desde los 60 días corridos.
 - c) otro 25% adicional desde los 90 días corridos.
 - d) el restante 25% desde los 120 días corridos.
- (v) Los fletes y seguros que formen parte de la condición de compra pactada con el vendedor podrán ser abonados totalmente a partir de la primera fecha en que el importador tenga acceso en virtud de los bienes comprendidos.

Las entidades también podrán dar acceso al mercado de cambios sin necesidad de contar con la conformidad 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) arriba cuando, adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 3 de la Comunicación "A" 7.917.

El acceso al mercado de cambios para realizar pagos con registro aduanero pendiente requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 3 de la Comunicación "A" 7.917.

- (b) Acceso al mercado de cambios para cursar pagos con registro de ingreso aduanero pendiente o pagos diferidos antes de los plazos previstos en el punto (a) arriba, cuando se verifiquen los restantes requisitos aplicables, únicamente en caso de financiaciones, nuevas liquidaciones de prefinanciaciones o anticipos o bajo beneficios específicos.
- (c) 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 conformidad previa del BCRA excepto cuando sean operaciones financiadas por entidades financieras o agencias oficiales de crédito u organismos internacionales; entre otras situaciones.
- (d) 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 cuente con documentación que demuestre, a la fecha de emisión u otorgamiento, la operación garantizada era compatible con los plazos y condiciones previstos en el punto (a) arriba.

Pago de servicios prestados por no residentes

En virtud del Punto 3.2 del Régimen Cambiario las entidades podrán dar acceso 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".

La Comunicación "A" 7.953 emitida el 26 de enero de 2024, modificó sustancialmente el régimen de acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios. La mencionada Comunicación estableció en cuanto al acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de servicios, lo siguiente, con vigencia a partir del 13 de diciembre de 2023:

- (a) Acceso al mercado de cambios para el pago de servicios.
- (b) Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para cursar pagos de servicios prestados por no residentes o que vayan a prestarse al 13 de diciembre de 2023, cuando, además de los demás requisitos reglamentarios aplicables, la transacción se encuentra en una de las situaciones que se detallan a continuación:
 - (i) El pago corresponde a una operación que encuadra en los siguientes códigos de concepto:
 - S03. Servicios de Transporte de Pasajeros.
 - S06. Viajes (excluidas las operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos).
 - S23. Servicios audiovisuales.
 - S25. Servicios del gobierno.
 - S26. Servicios de salud por empresas de asistencia al viajero.
 - S27. Otros servicios de salud.
 - S29. Operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos.
 - (ii) Los gastos que abonen a entidades financieras del exterior por su operatoria habitual.

- (iii) El pago corresponde a una operación que se encuadra en el concepto "S30. Servicios de transporte para operaciones de importación de mercancías" y se realiza una vez transcurrido un plazo equivalente a aquel en el que podría comenzar a abonarse el pago del bien transportado, efectuado conforme al epígrafe 10.10.1 haya transcurrido desde la fecha de prestación de la prestación del servicio.
- (iv) El pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto "S24. Otros servicios personales, culturales y recreativos" y se concreta una vez transcurrido un plazo de 90 días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.
- (v) El pago corresponde a un servicio no comprendido en los puntos 13.23.1 a 13.2.4 del Régimen Cambiario y el pago se concreta una vez transcurrido un plazo de 30 días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.
- (vi) El pago corresponde a un servicio no comprendido en los puntos 13.23.1 a 13.2.4 del Régimen Cambiario y el pago se concreta una vez transcurrido un plazo de 180 días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.

(c) Stock de deuda de Importaciones de Servicios.

El acceso al mercado de cambios para pagos por servicios de no residentes prestados y/o devengados a partir del 12 de diciembre de 2023, con antelación a los plazos previstos en los puntos 13.2.3 a 13.2.6., cuando, además de los demás requisitos aplicables, se verifiquen las siguientes situaciones.

- I) El cliente acceda al mercado de cambios con fondos originados en una financiación de importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito del exterior 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 el punto 13.2. del Régimen Cambiario.
Si la concesión de la financiación es anterior a la fecha de prestación o devengo del servicio, los plazos previstos en el punto 13.2 del Régimen Cambiario se computarán a partir de la fecha estimada de prestación o devengo más 15 días corridos.
- II) El cliente tenga acceso al mercado de cambios en forma simultánea a la liquidación de fondos por adelantos o prefinanciaciones de exportaciones del exterior 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 el punto 13.3.1 del Régimen Cambiario respecto de los plazos de vencimiento y los montos de capital a pagar por la financiación.
Asimismo, la entidad deberá contar con una declaración jurada del importador en la que conste que se requerirá la aprobación previa del BCRA para la aplicación de divisas provenientes de cobranzas de exportaciones con anterioridad a la fecha de vencimiento que surja de las condiciones de plazo estipuladas para situaciones asociadas a una financiación.
- III) 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 la Sección 13.3.1 en cuanto a plazos de vencimiento y montos de capital a pagar por la financiación.
La porción del endeudamiento financiero con el exterior que se utilice en virtud de lo dispuesto en este punto 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.
- IV) En el caso que el pago por importación de servicios se realice en el marco del mecanismo previsto en el punto 7.11 Régimen Cambiario.
- V) El cliente cuente con una "Certificación para los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/2022)" emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17 del Régimen Cambiario.
- VI) El pago corresponde a operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 12 de diciembre de 2023, por entidades financieras locales o del exterior.
- VII) El pago corresponda a operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 12 de diciembre de 2023, por organismos internacionales y/o agencias oficiales de crédito.

(d) Pagos de servicios al exterior hasta el 12 de diciembre de 2023.

Se requerirá la aprobación 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 demás requisitos aplicables, la entidad verifique los puntos 13.4.1 a 13.4.8 Régimen Cambiario.

Endeudamiento financiero con el exterior

Para que los deudores residentes puedan acceder al mercado de cambios para cancelar el endeudamiento financiero con el exterior desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019, es necesario que el producto del préstamo se haya liquidado a través del mercado de cambios y que la operación haya sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.

Repago de la deuda en moneda extranjera entre residentes

Se prohíbe el acceso al mercado de cambios para el repago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, contraídas a partir del 1 de septiembre de 2019.

Sin embargo, establece como excepciones la cancelación a partir de su vencimiento de capital e intereses de:

- Financiación en moneda extranjera concedida por entidades financieras locales (incluidos los pagos por consumo en moneda extranjera a través de tarjetas de crédito).
- 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 a partir del 29 de noviembre de 2019, con registro público en el país, denominadas y pagaderas en moneda extranjera en el país, 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.
- 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, teniendo una vida promedio no inferior a dos años, denominados en moneda extranjera y con servicios pagaderos en el extranjero o en moneda extranjera en el país, 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 en el punto 3.17 del Régimen Cambiario, siguiendo los requisitos del punto 3.6.1.4 del Régimen Cambiario.
- Las emisiones realizadas a partir del 7 de enero de 2021 de títulos de deuda con registro público en el país 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 las cantidades así refinanciadas.
- Las emisiones de títulos de deudas con registro público en el país que quedaron encuadradas en el punto 7.11.1.5. del Régimen Cambiario, en la medida que se demuestre el registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente a la financiación recibida.

Pagos de capital en virtud de deudas con contrapartes vinculadas hasta el 31 de diciembre de 2024

Se requiere la conformidad 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 relacionada con el deudor. Este requisito es aplicable hasta el 31 de diciembre de 2024, de acuerdo con el Punto 3.5.6 del Régimen Cambiario. Asimismo, estas deudas continuarán sujetas a la conformidad previa aun cuando existiese una modificación del acreedor o del deudor que conlleve a que ya no exista una vinculación entre el acreedor y el deudor residente.

La conformidad 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 dos años y los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020; y (iii) se trate de un endeudamiento financiero en el exterior que cumpla la totalidad de las siguientes condiciones: (a) el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024 establecido en el art. 2° del Decreto N° 892/2020 (“Plan GasAr 2020.2024”); (b) los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020; (c) el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los dos años. Asimismo, la mencionada conformidad tampoco resultará de aplicación cuando (i) el cliente cuente con una “Certificación de Aumento de Exportaciones de Bienes” para los años 2021 a 2023, emitida en el marco de lo dispuesto en el Punto 3.18. del Régimen Cambiario por el equivalente del monto de capital que se abona; (ii) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años, liquidada entre el 21 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023, y que fueron originariamente utilizados 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 del punto 3.19 Régimen Cambiario; (iii) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años, liquidada entre el 21 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 el punto 3.20- del Régimen Cambiario; la entidad deberá contar con una certificación de acceso al mercado de cambios emitida dentro de los 5 (cinco) días hábiles anteriores, por la entidad que se inscribió ante el BCRA dentro del código de concepto “P17. Registro de refinanciación de deuda comercial en el punto 20 de la Comunicación “A” 7.626”; (iv) el cliente cuente con una Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural, emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17 del Régimen Cambiario, por el equivalente del monto de capital que se abona; y (v) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior comprendido en el mecanismo del punto 7.11. del Régimen Cambiario y la fecha de acceso sea consistente con las condiciones requeridas para encuadrar en tal mecanismo.

El punto 3.5.4 del Régimen Cambiario establece que, en tanto continúe vigente el requisito de obtener conformidad previa para acceder al mercado cambiario 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 cambiario a partir del 16 de noviembre de 2020 y la vida promedio del endeudamiento no es menor a 2 años.

Acceso al mercado de cambios para el pago de nuevas emisiones de títulos de deuda

Acceso 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.

Se considerará cumplido el citado requisito 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 2 años, por los intereses devengados hasta la fecha de la refinanciación y, los intereses que se devengarían durante los dos 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 el Punto 2.5 del Régimen Cambiario, los emisores de deuda residentes tendrán acceso al mercado cambiario para el pago al vencimiento del capital y los intereses de las emisiones de títulos de deuda debidamente registradas que estén denominadas y sean pagaderas en moneda extranjera en Argentina, en la medida en que (i) estén totalmente suscritas en moneda extranjera, y (ii) siempre que el producto de la emisión se liquide previamente a través del mercado cambiario.

Acceso de los no residentes al mercado de cambios

De acuerdo con el Punto 3.13 del Régimen Cambiario, se requerirá la conformidad 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 siguientes situaciones (i) organismos e instituciones internacionales que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación, (ii) representaciones diplomáticas y personal consular y diplomático acreditado en el país para las transferencias que realicen en el ejercicio de sus funciones, (iii) representantes de tribunales, autoridades u oficinas, misiones especiales, comisiones u organismos bilaterales establecidos por tratados o acuerdos internacionales, en los que la República Argentina sea parte, en la medida que las transferencias se realicen en el ejercicio de sus funciones, (iv) transferencias al exterior a nombre de personas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones pagadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social ("ANSES"), por hasta el monto pagado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se realice a una cuenta bancaria de propiedad del beneficiario en su país de residencia registrado, (v) compra de moneda extranjera (en efectivo) por parte de personas no residentes para gastos de turismo y viajes, hasta un monto máximo de US\$ 100, en la medida que la entidad financiera pueda verificar en el sistema online implementado por el BCRA que el cliente ha liquidado un monto igual o superior a la suma a comprar dentro de los 90 días anteriores a la operación; (vi) las transferencias a cuentas bancarias *offshore* de personas que sean beneficiarias de pensiones otorgadas por el Estado Nacional de acuerdo con las Leyes Nro. 24.043, Nro. 24.411, Nro. 25.914 y complementarias; y (vii) repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controladoras de entidades financieras locales, en la medida 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.

Acceso al mercado de cambios para fines de ahorro o inversión de los particulares

De acuerdo con el Punto 3.8 del Régimen Cambiario, los residentes argentinos pueden acceder al mercado de cambios con fines de formación de activos en el exterior, asistencia familiar y para operaciones con derivados (con algunas excepciones expresamente establecidas) por hasta US\$ 200 (a través de débitos en cuentas bancarias locales) o US\$ 100 (en efectivo) por persona por mes a través de todas las entidades de cambio autorizadas. Si el acceso implica una transferencia de los fondos al exterior, la cuenta de destino debe ser una cuenta de propiedad de la misma persona.

En todos los casos, se aplican los requisitos generales detallados en el punto "–Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de cambios–Requisitos generales".

Las compras en pesos argentinos realizadas en el exterior con tarjeta de débito y los montos en moneda extranjera adquiridos por personas humanas en el mercado de cambios a partir del 1 de septiembre de 2020, para el pago de obligaciones entre residentes en el marco del Punto 3.6 del Régimen Cambiario, incluyendo los pagos por compras con tarjeta de crédito en moneda extranjera, se deducirán, a partir del mes calendario siguiente, del cupo mensual de US\$ 200. Si el importe de dichas compras supera la cuota disponible para el mes siguiente o dicha cuota ya ha sido absorbida por otras compras realizadas desde el 1 de septiembre de 2020, dicha deducción se realizará de las cuotas de los meses siguientes hasta completar el importe de dichas compras.

La entidad correspondiente verificará en el sistema en línea implementado por el BCRA si la persona no ha alcanzado los límites fijados para el mes calendario correspondiente o no los ha superado en el mes calendario anterior y, por lo tanto, está habilitada para realizar la operación de cambio, y solicitará al cliente que presente una declaración jurada en la que conste que dicha persona no es beneficiaria de ningún "Créditos a tasa cero" contemplado en el artículo 9 del Decreto N° 332/2020 y sus modificatorias, "Créditos a tasa subsidiada para empresas" y/o "Créditos a tasa cero cultura".

Adicionalmente, se destaca que mediante la Comunicación "A" 7.606 el BCRA estableció que las personas usuarias de los servicios públicos que solicitaron y obtuvieron el subsidio en las tarifas derivadas del suministro de gas natural por red y/o energía eléctrica, como así también aquellas que lo hubieran obtenido de manera automática, y las que mantengan el subsidio en las tarifas de agua potable, no podrán mientras mantengan el mencionado beneficio: (i) acceder al mercado de cambios para realizar compras de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, en los términos del Punto 3.8. de las normas sobre "Exterior y cambios"; ni (ii) realizar las operaciones enunciadas en el Punto 4.3.2. de las normas de "Exterior y cambios".

Finalmente, a través de la Comunicación "A" 7.609 el BCRA estableció, con vigencia a partir del 20 de septiembre de 2022, que los clientes personas jurídicas residentes en el país dedicados a la actividad agrícola que vendan mercaderías en el marco del Decreto N° 576/2022 a quien realice su exportación en forma directa o como resultante de un proceso productivo realizado en el no podrán: (i) acceder al mercado de cambios para realizar compras de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, en los términos del Punto 3.8. de las normas sobre "Exterior y cambios"; ni (ii) realizar las operaciones enunciadas en el Punto 4.3.2. de las normas de "Exterior y cambios". Estas últimas disposiciones no resultan aplicables a las personas humanas.

Acceso al mercado de cambios por parte de otros residentes -excluidas las entidades- para la formación de activos extranjeros y para las operaciones de derivados

De acuerdo con el Punto 3.10 del Régimen Cambiario, el acceso al mercado de cambios para la constitución de activos extranjeros y para las operaciones de derivados por parte de gobiernos locales, fondos de inversión, otras universalidades establecidas en Argentina, requiere la autorización previa del BCRA.

Acceso al mercado de cambios por parte de los fideicomisos de garantía para el pago de capital e intereses

De acuerdo con el Punto 3.7 del Régimen Cambiario, 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

El Punto 3.12 del Régimen Cambiario exige 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 el país, 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 institución 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 el Punto 3.4 del Régimen Cambiario, 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 conformidad previa del BCRA, salvo que se cumplan los siguientes requisitos:

- i. Los dividendos deberán corresponder a balances 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 a partir del 17 de enero de 2020. En cuyo caso, (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 empresa local correspondiente que hayan entrado y se hayan liquidado a través del mercado de cambios a partir del 17 de enero de 2020; (ii) el acceso sólo se concederá una vez transcurrido un plazo no inferior a treinta 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. En este caso, la acreditación de la capitalización definitiva deberá realizarse dentro de los 365 días corridos siguientes a la fecha de la presentación inicial ante el Registro Público.

- (b) Utilidades generadas en proyectos enmarcados en el Plan GasAr 2020-2024. En este caso, (i) las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el Plan GasAr 2020-2024. 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 el presente punto; 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 Exportaciones de Bienes.
- (d) Cuenta con una Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural.

Los casos que no cumplan con las condiciones anteriores requerirán la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera para la distribución de utilidades y dividendos.

Otras disposiciones específicas

Operaciones de canje, arbitraje y títulos valores

Las entidades financieras pueden realizar operaciones de canje de divisas y arbitraje con sus clientes en los siguientes casos:

- i. Un individuo transfiere fondos de sus cuentas locales (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, 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. En la medida en que los fondos no sean debitados de una cuenta en moneda extranjera mantenida por el cliente, estas operaciones podrán ser realizadas por personas físicas, sin la conformidad previa del BCRA, hasta el monto permitido para el uso de efectivo en los Puntos 3.8. y 3.13 del Régimen Cambiario;
- v. Las operaciones de canje y arbitraje realizadas por personas físicas no residentes podrán realizarse sin restricciones en la medida en que los fondos se acrediten en una caja de ahorro para turistas de acuerdo con la normativa de depósitos de ahorro, cuenta sueldo y especiales;
- vi. Los pagos de deudas originadas en la importación de bienes con mercancías aduaneras con registro aduanero de entrada hasta el 12 de diciembre de 2023 o en servicios prestados o devengados por no residentes hasta la citada fecha por no residentes hasta la fecha mencionada, en la medida que se cumplan los restantes requisitos reglamentarios y se realicen con fondos depositados en cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera e intereses en moneda extranjera de los Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre (BOPREAL).
- vii. Transferencia de divisas al exterior de clientes desde su cuenta especial para el Régimen de Fomento de la Economía del Conocimiento en la medida que se cumplan los requisitos normativos establecidos a tales efectos para cada tipo de operación.
- viii. Todas las demás operaciones de canje y de arbitraje pueden ser realizadas por los clientes sin la conformidad previa del BCRA en la medida en que estarían permitidas sin necesidad de dicha conformidad de acuerdo con otras regulaciones cambiarias. Esto también se aplica a los depositarios comunes locales de valores con respecto a los ingresos recibidos en moneda extranjera como pagos de capital e intereses de valores 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 abonará o cargará el mismo importe que el recibido o enviado del extranjero. Cuando la institución financiera cobre una comisión o tarifa por estas operaciones, se instrumentará en una partida específicamente designada.

Operaciones con títulos valores

De acuerdo con la Resolución General N° 988/2023 de la CNV, y sus modificatorias, se podrán realizar ventas de valores negociables con liquidación en moneda extranjera en jurisdicción cualquier y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, siempre que se respete un plazo mínimo de tenencia de 1 día hábil, contado a partir de su acreditación en el Agente Depositario Central de Valores Negociables, en la medida que las compras de los valores negociables en cuestión se hayan realizado contra pesos.

Asimismo, las transferencias a entidades depositarias extranjeras de valores negociables adquiridos con pesos argentinos, cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, deberán cumplir con un período mínimo de tenencia de 1 día hábil contado a partir de la fecha de depósito de dichos valores negociables, salvo que dicha acreditación (i) resulte de una colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o por el BCRA en concordancia con la Comunicación "A" 7.918, modificada; (ii) se refiera a transacciones bajo los Puntos 3.16.3.6 ítem (v) y 4.7.2.2 del Régimen Cambiario y (iii) o se refiera a acciones y/o certificados de depósito argentinos (CEDEAR) negociados en mercados regulados por la CNV. Los intermediarios y agentes de negociación deberán verificar el cumplimiento del mencionado plazo mínimo de tenencia de los valores negociables.

Además, (i) los beneficiarios de las refinanciamientos previstas en el Punto 1.1.1. de las normas sobre servicios financieros en el Marco de la Emergencia Sanitaria prevista en el Decreto Nro. 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su total cancelación; (ii) los beneficiarios de "Créditos a Tasa Cero", "Créditos a Tasa Cero 2021", "Créditos a Tasa Cero Cultura" o "Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas", previstos en los Puntos 1.1.2. y 1.1.3. de las normas sobre "Servicios Financieros en el Marco de la Emergencia Sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su total cancelación; (iii) los beneficiarios de la financiación en pesos argentinos en el marco del Punto 2 de la Comunicación "A" 6.937, Puntos 2 y 3 de la Comunicación "A" 7.006, complementada; hasta su total cancelación; (iv) los beneficiarios del artículo 2 del Decreto Nro. 319/2020 y normas complementarias y reglamentarias, mientras dure el beneficio respecto de la actualización del valor de la cuota; y (v) las personas comprendidas en la Resolución Conjunta de la Presidenta del Honorable Senado de la Nación y del Presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación Nro. 12/2020; estarán impedidos de vender valores negociables emitidos por residentes para ser liquidados en moneda extranjera en la Argentina o transferir dichos valores negociables a depositarios del exterior o canjear valores negociables, emitidos por residentes, por activos del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos argentinos de valores negociables emitidos por no residentes. Tampoco podrán realizar estas operaciones los clientes incluidos en las Comunicaciones "A" 7.606 y "A" 7.609 del BCRA.

Disposiciones especiales para las financiamientos del Plan GasAr

El Punto 3.5.5 del Régimen Cambiario establece que en la medida en que el requisito de conformidad previa del BCRA esté en vigor para el acceso al mercado de cambios para la cancelación al vencimiento de capital e intereses de la deuda financiera en el extranjero, este requisito no se aplicará en la medida en que se cumplan todas las siguientes condiciones:

- i. Los fondos hayan sido usados para financiar proyectos enmarcados en el Plan GasAr.
- ii. Los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020.
- iii. El endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 años.

Disposiciones especiales para el Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones establecido por el Decreto N° 234/2021

El Decreto N° 234/2021 estableció un nuevo Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones ("Régimen de Fomento"), con el objetivo, entre otros, de incrementar las exportaciones de bienes y promover el desarrollo económico sostenible. El Ministerio de Economía y el Ministerio de Desarrollo Productivo serán las autoridades de aplicación del Régimen de Fomento.

El Régimen de Fomento abarca inversiones destinadas a nuevos proyectos productivos en, entre otras, actividades forestales, mineras, hidrocarburíferas, manufactureras y agroindustriales, así como la ampliación de unidades de negocio existentes, que requieran inversiones para aumentar su producción. Los beneficios del Régimen de Fomento no aplican a commodities como el trigo, el maíz, la soja y el biodiesel, entre otros. Si bien los entes reguladores podrán incluir y/o excluir actividades del Régimen de Fomento, el Decreto establece que no se afectarán los derechos adquiridos.

Los requisitos son los siguientes:

- i. Pueden presentarse tanto personas jurídicas como físicas, residentes o no residentes.
- ii. Presentación de un "Proyecto de Inversión para la Exportación" consistente en una inversión directa mínima de US\$ 100.000.000.
- iii. Cumplir con los términos y condiciones de los proyectos presentados y aprobados por los reguladores.
- iv. No podrán postularse al Régimen de Fomento: (a) las personas físicas y jurídicas cuyos representantes o directores hayan sido condenados por ciertos delitos con penas de prisión y/o inhabilitación por un tiempo determinado, (b) las personas físicas y jurídicas que tengan deudas tributarias o previsionales vencidas e impagas, (c) las personas físicas y jurídicas con deudas tributarias o con la Seguridad Social; (d) las personas físicas y jurídicas a las que se les haya impuesto el pago de impuestos, tasas, multas o recargos por resolución judicial o administrativa firme en materia aduanera, cambiaria, tributaria o previsional, y (e) las personas que hayan incumplido, sin justificación, sus obligaciones en relación con otros regímenes de promoción.

Una vez verificados los requisitos pertinentes, la autoridad de aplicación aprobará el proyecto y emitirán un "Certificado de Inversión en Exportación" a los efectos de acceder a los beneficios establecidos por el Régimen de Promoción, que tendrá una duración de 15 años.

Los beneficiarios que participen en el Régimen de Fomento de las Exportaciones podrán aplicar hasta el 20% de los ingresos en divisas obtenidos por las exportaciones relacionadas con el proyecto a (i) el pago de capital e intereses de deudas financieras o comerciales con el exterior, (ii) el pago de dividendos y (iii) la repatriación de inversiones directas de no residentes. No obstante, este beneficio no podrá superar un máximo anual de 25% del importe bruto de las divisas liquidadas por dicho beneficiario a través del mercado de cambios para financiar el desarrollo del proyecto. Para estimar el importe bruto de divisas liquidadas por el beneficiario en el mercado de cambios para financiar el proyecto, no se tendrán en cuenta los flujos de divisas procedentes de las exportaciones.

En el caso de los proyectos que involucren inversiones superiores a US\$ 500.000.000, los beneficiarios podrán optar por acceder a un beneficio ampliado por cada año en el que no se haya utilizado el beneficio previsto anteriormente.

En el caso de los proyectos que supongan inversiones entre US\$ 500.000.000 y US\$ 1.000.000.000, por cada año en el que no se haya utilizado el beneficio, podrán disfrutar, durante 2 años consecutivos, de una cantidad de aplicación libre equivalente al doble del porcentaje previsto anteriormente.

El cálculo del beneficio se hará sobre las divisas obtenidas por las exportaciones relacionadas con el proyecto durante el año en que se utilice el beneficio ampliado.

El importe del beneficio de libre aplicación no podrá superar un máximo anual de 40% del importe bruto de las divisas efectivamente ingresadas por el beneficiario en el mercado de cambios para financiar el desarrollo del proyecto, en el momento de hacer uso del mismo.

Los beneficios del Régimen de Fomento cesarán (i) al vencimiento del plazo de utilización, (ii) en determinados casos, cuando el beneficiario deje de tener capacidad para realizar la actividad motivo del proyecto de inversión, según lo establecido en el régimen aplicable, o (iii) si el beneficiario incumple sus obligaciones en el Régimen de Fomento sin justificación.

Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo ("RADPIP")

El Decreto N° 277/2022 (y su reglamentario Decreto N° 484/2022 del 12 de agosto del 2022) el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Hidrocarburos con el objetivo de fomentar la producción en el sector de hidrocarburos, generando incentivos mediante el otorgamiento de canales de acceso a divisas sin sujeción a autorización previa del BCRA.

De esta manera, se constituyeron dos regímenes de acceso al mercado de cambios para incrementar inversiones vinculadas a la producción de petróleo crudo y gas natural que estarán subordinados a un tercer régimen de promoción del empleo, el trabajo y el desarrollo de proveedores en la industria regional y nacional hidrocarburífera:

Beneficiarios: Aquellos sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras del Estado Nacional que sean titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el Estado Nacional, las Provincias o Ciudad Autónoma de Buenos Aires y que:

- a) Se adhieran al RADPIP (podrán presentarse o asociarse con terceros debidamente registrados).
- b) Obtengan producción incremental de petróleo crudo.
- c) Cumplan con el régimen de Promoción del Empleo, el Trabajo, y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera.
- d) En caso de ser beneficiarios del mismo, cumplan con las obligaciones previstas en el Plan GasAr.

Cálculo Línea Base: La Línea Base será el total de petróleo crudo acumulado por el beneficiario (incluidas sus subsidiarias o empresas productoras del mismo grupo económico dentro del país), durante el 2021, en todas las áreas sobre las que detente una concesión, según los datos oficiales presentados a la Secretaría de Energía al día 28 de mayo de 2022.

Cálculo Producción Incremental: Una vez obtenida la Línea Base, se obtendrán los datos de la Producción Incremental Anual y la Producción Incremental Trimestral:

- a) Producción Incremental Anual: Diferencia entre la producción efectiva de los últimos 12 meses y la Línea Base.
- b) Producción Incremental Trimestral: La cuarta parte de la Producción Incremental Anual.

Incentivos: El beneficiario gozará de los beneficios del RADPIP sobre un porcentaje de su producción incremental en base trimestral. El Volumen de Producción Incremental Beneficiado ("VPIB") base será el 20% de la Producción Incremental Trimestral, pudiendo el mismo ser aumentado por distintas circunstancias:

- a) En la cantidad de puntos porcentuales equivalentes a 1/5 del porcentaje de Cobertura del Mercado Interno de Petróleo Crudo.
- b) En hasta 5% si el beneficiario puede contrarrestar el declino técnico vinculado con la explotación convencional.
- c) En hasta 2% si la producción incremental de petróleo es obtenida a partir de pozos de baja productividad o previamente inactivos o cerrados, junto con terceros recuperadores.
- d) En hasta 2% cuando la Producción Incremental Anual se obtenga contratando al menos el 10% de los servicios de fractura de Empresas Regionales o Nacionales.
- e) En hasta 2% cuando el beneficiario incremente su inversión, o inicien un nuevo proceso de inversión, en exploración y explotación de petróleo en áreas marginales o en áreas con producción convencional exclusiva con declinación productiva. La inversión debe ser de US\$ 5.000.000 en un plazo máximo de 2 años una vez adherido al RADPIP.

Acceso al mercado de cambios: Se tendrá acceso al mercado de cambios por un monto equivalente a su VPIB (valuado en base a cotización "ICE Brent primera línea" de los últimos 12 meses neto de derechos de exportación, pero incorporando primas/descuentos por calidad del crudo), para los siguientes destinos (neto de derechos de exportación, incorporando primas o descuentos de la calidad del crudo, según se reglamente):

- a) Pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, incluyendo pasivos con empresas vinculadas no residentes.
- b) Pago de utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados.
- c) Repatriación de inversiones directas de no residentes.

En todos los casos, el neto de derechos de exportación, incorporando primas o descuentos sobre la calidad del crudo, según se regule.

Por su parte, la Comunicación "A" 7.914, establece que el cliente que cuente con una "Certificación por los Regímenes de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo y/o Gas Natural (Decreto N° 277/2022)" podrá acceder al mercado de cambios por hasta el monto de la certificación para realizar:

- a) Pagos de capital de deudas comerciales por la importación de bienes y servicios.
- b) Pagos de intereses de deudas comerciales por la importación de bienes y servicios cuyo acreedor sea una contraparte vinculada al deudor sin la conformidad previa requerida en el punto 3.3.3 del Régimen Cambiario.
- c) Pago de utilidades y dividendos a accionistas no residentes en la medida que se verifiquen los requisitos previstos en los puntos 3.4.1. a 3.4.3 del Régimen Cambiario.
- d) Pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior cuyo acreedor sea una contraparte vinculada al deudor.
- e) Pagos de capital de deudas financieras en moneda extranjera alcanzados por lo dispuesto por el punto 3.17 del Régimen Cambiario, por encima del monto resultante de los parámetros establecidos.
- f) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales.

En todos los casos, se deberá acreditar el cumplimiento de los restantes requisitos generales y específicos que sean aplicables a la operación en virtud de la normativa cambiaria vigente.

Asimismo, en virtud de lo dispuesto por la Comunicación "A" 7.914, los beneficiarios deberán nominar una única entidad financiera local que será la responsable de emitir las "Certificaciones por los Regímenes de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo y/o Gas Natural" y su reglamentario Decreto N° 484/2022" y remitirlas a las entidades por las cuales el cliente desee acceder al mercado de cambios.

Transferencia de beneficio: se podrán transferir los beneficios a proveedores directos del beneficiario.

Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural (RADPIGN)

Beneficiarios: Aquello sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras del Estado Nacional que sean titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el Estado Nacional, las Provincias o CABA y que:

- a) Se adhieran al RADPIGN (podrán presentarse o asociarse con terceros debidamente registrados).
- b) Sean adjudicatarios en cumplimiento de volúmenes de inyección de gas natural base sobre 365 días al año, en las subastas o concursos de precios del Plan GasAr 2020-2024.
- c) Obtengan niveles de inyección incremental respecto de la línea base de inyección.
- d) Cumplan con el régimen de Promoción del Empleo, el Trabajo, y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera.

Cálculo Línea Base de Inyección: La Línea Base de Inyección será el volumen de inyección diaria promedio anual de gas natural del año 2021, con medición aprobada por la Autoridad de Aplicación y el ENARGAS, y efectivamente inyectado, incluyendo la producción *off system*, todo proveniente de áreas propias, incluyendo la de sus subsidiarias o empresas productoras del mismo grupo económico dentro del país.

Cálculo Inyección Incremental: Una vez obtenida la Línea Base de Inyección, se obtendrán los datos de la Inyección Incremental, siendo la misma el promedio diario excedente, respecto de la Línea Base de Inyección, del volumen de gas natural efectivamente inyectado por el beneficiario. El volumen efectivamente inyectado será la inyección diaria promedio de los últimos 12 meses precedentes.

Incentivos: El beneficiario gozará de los beneficios del RADPIGN sobre un porcentaje de su Inyección Incremental en base trimestral. El Volumen de Inyección Incremental Beneficiado ("VIIB") base será el 30% de la Inyección Incremental multiplicada por la cantidad de días del trimestre, pudiendo el mismo ser aumentado por distintas circunstancias:

- a) En la cantidad de puntos porcentuales equivalentes a 1/5 del porcentaje de Cobertura del Mercado Interno de Gas Natural.
- b) En hasta 5% si el beneficiario puede contrarrestar el declino técnico vinculado con la explotación convencional.

Acceso al mercado de cambios: Se tendrá acceso al mercado de cambios por un monto equivalente a su VIIB (valuado al precio promedio ponderado de exportación de los últimos 12 meses) del conjunto del sistema), para los siguientes destinos:

- a) Pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, incluyendo pasivos con empresas vinculadas no residentes.
- b) Pago de utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados.
- c) Repatriación de inversiones directas de no residentes.

A su vez, la Comunicación "A" 7.626 (complementaria al Decreto N° 277/22) regula los requisitos aplicables para el acceso al mercado de cambios de aquellos clientes que cuenten con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural. Véase "—Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo ("RADPIP)", "—Acceso al mercado de cambios".

Transferencia de Beneficio: Se podrán transferir los beneficios a proveedores directos del beneficiario (sujeto a reglamentación).

Régimen de Promoción del Empleo, el Trabajo, y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera (RPEPNIH)

Para acceder y mantener los beneficios del RADPIP y del RADPIGN, los beneficiarios deberán cumplir simultáneamente con los requisitos específicos de cada régimen al que adhieran, el principio de utilización plena y sucesiva, regional y nacional, de las facilidades en materia de empleo y contratación de trabajadores y trabajadoras, y provisión directa de servicios por parte de PyMEs y empresas regionales y, a su vez:

- a) Deberán someter al Ministerio de Desarrollo Productivo y a la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía aprobación sus Planes de Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales.
- b) Deberán cumplir con un esquema en el cual se les otorgará la posibilidad de refichaje o igualación de la mejor oferta, con prioridad a las ofertas de provisión de bienes y/o servicios de origen regional y nacional, cuando el precio de las ofertas de origen nacional sea igual o inferior a las que no sean de origen nacional, incrementados en un 10% cuando las ofertas nacionales se traten de un Proveedor Regional, y en un 5% cuando se traten de un Proveedor Nacional extrarregional.

Régimen Penal Cambiario

El Régimen Cambiario establece que las operaciones que no cumplan con las normas cambiarias establecidas por dicho cuerpo normativo 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.bcra.gob.ar>, según corresponda. La información contenida en estos sitios web no forma parte del presente 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, con la consecuencia posible de que el origen de los bienes originarios o los subrogantes adquieran la apariencia de un origen lícito, y siempre que su valor supere la suma de 150 salarios mínimos, vitales y móviles al momento de los hechos, sea en un solo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. Asimismo, atenúa la pena cuando se comete por un monto inferior al mencionado, siendo la multa actual de 5 a 20 veces del monto de la operación.

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. Las siguientes personas, entre otras, son Sujetos Obligados ante la UIF: (i) bancos, entidades financieras y compañías de seguros; (ii) casas de cambio; (iii) Agentes de Liquidación y Compensación, Agentes de Negociación; personas de existencia física y/o jurídica inscriptas ante la CNV que cumplen funciones en la actividad de colocación de fondos de inversión u otros productos de inversión colectiva autorizados por dicha agencia; compañías de financiamiento colectivo, Asesores de Inversión Global y las personas jurídicas que se desempeñan como fiduciarios financieros cuyos títulos valores fideicomitidos fueron admitidos al régimen de oferta pública por la CNV y los agentes inscriptos por la CNV que interviene en la colocación de instrumentos negociables emitidos dentro del marco de los fideicomisos financieros mencionados; (iv) organismos públicos tales como el BCRA, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGJ; (v) profesionales del área de las ciencias económicas, escribanos públicos y abogados, respecto de ciertas actividades; (vi) los proveedores de servicios de activos virtuales; (vii) los emisores, operadores y proveedores de servicios de cobros y/o pagos; (ix) los proveedores no financieros de crédito; y (x) las personas humanas y/o jurídicas, u otras estructuras con o sin personería jurídica, que realicen corretaje inmobiliario.

Los Sujetos Obligados deben cumplir con las siguientes obligaciones: (i) obtener de los clientes documentos capaces de acreditar fehacientemente su identidad, status jurídico, domicilio y otros datos con respecto a sus operaciones y necesarios para satisfacer los requerimientos de la actividad propuesta (política de Conozca a su Cliente); (ii) llevar adelante procesos de debida diligencia sobre sus clientes e informar operatorias o hechos sospechosos; y (iii) abstenerse de revelar al cliente o a terceros las acciones que se están llevando adelante para dar cumplimiento a la normativa AML-CFT. Dentro del marco del análisis de los informes de operaciones sospechosas, los Sujetos Obligados no podrán abstenerse de revelar a la UIF ningún dato que se les requiera invocando el secreto bancario, bursátil o profesional ni obligaciones de confidencialidad por imperio de la ley o asumidas contractualmente, no sólo al momento de la formulación de un reporte de operación sospechosa, sino también en el marco de declaraciones voluntarias y durante el intercambio de información con organismos análogos extranjeros.

En virtud del Anexo I de la Resolución N° 154/2018 de la UIF (que establece el mecanismo de supervisión e inspección de la UIF) tanto el BCRA como la CNV se consideran Órganos de Contralor Específico. En dicha calidad, deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento por parte de los Sujetos Obligados de los procedimientos AML-CFT sujetos a su control. A estos fines, tienen derecho a supervisar, monitorear e inspeccionar a estas entidades. La denegación u obstrucción de las inspecciones por parte de los Sujetos Informados pueden dar como resultado sanciones administrativas por parte de la UIF y sanciones penales.

El BCRA y la CNV también deben cumplir con las reglamentaciones en materia de AML-CFT establecidas por la UIF, incluyendo la generación de informes sobre transacciones sospechosas. A su vez, los Sujetos Obligados regulados por el BCRA y la CNV están sujetos a las Resoluciones de la UIF N° 14/2023 y 78/2023, respectivamente. Dichas reglamentaciones establecen directrices que dichas entidades deben adoptar y aplicar para gestionar, de conformidad con sus políticas, procedimientos y controles, el riesgo de ser utilizados por terceros para fines delictivos de lavado de dinero y financiación del terrorismo.

En lo esencial, las reglamentaciones ante dichas siguen el Enfoque Basado en Riesgos ("RBA, por sus siglas en inglés"), basado en las recomendaciones revisadas emitidas por el Grupo de Acción Financiera Internacional (la "GAFI") en 2012, a fin de garantizar que las medidas implementadas sean proporcionales a los riesgos identificados. Por lo tanto, los Sujetos Obligados identificarán y evaluarán sus riesgos y, sobre la base de estos, adoptarán las medidas para la gestión y la atenuación de dichos riesgos a fin de evitar con mayor efectividad el lavado de dinero y la financiación del terrorismo.

La Resolución UIF N° 14/2023 especifica los principales lineamientos para la gestión de riesgos y estándares mínimos de cumplimiento que cada institución financiera debe adoptar y aplicar para gestionar el riesgo. También establece la prohibición de mantener cuentas anónimas o cuentas bajo nombres ficticios, hace explícitas las medidas requeridas con respecto a las personas políticamente expuestas extranjeras, enfatiza la necesidad de aplicar medidas de debida diligencia reforzada proporcionales a los riesgos identificados e incorpora la posibilidad de que las instituciones financieras puedan contar con terceros para la ejecución de ciertas medidas de debida diligencia.

Del mismo modo, se adopta lo estipulado por la Resolución UIF N° 4/17, que establece la posibilidad de efectuar procedimientos de debida diligencia con respecto a Sujetos Obligados en el exterior (anteriormente llamados "inversores internacionales") y locales.

Las normas de la CNV estipulan, entre otras disposiciones, que los Sujetos Obligados bajo su contralor solo llevarán adelante las operaciones contempladas bajo el sistema de oferta pública cuando estas operaciones sean llevadas a cabo u ordenadas por personas constituidas, domiciliadas o con residencia en países, dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados que la GAFI no considera no cooperantes o de alto riesgo.

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 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 AFIP 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 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° 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° 112/2021 promulgó ciertas medidas y procedimientos que todos los Sujetos Obligados deben observar para identificar a los beneficiarios reales. La Resolución UIF N° 112/2021, en su artículo 2, define al beneficiario efectivo en los siguientes nuevos términos: "La/s 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° 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 (10) 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 concurren 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 (Programa de Compliance), de acuerdo con los riesgos de actividad, dimensión y capacidad económica, con anterioridad al hecho del proceso; 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 revocó las decisiones de primera y segunda instancia en la demanda formulada por Giustinani, Rubén Héctor contra YPF S.A, y 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 el 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.

Ley 27.275 – Acceso a la información pública

El 29 de septiembre de 2016 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.275, para garantizar el ejercicio efectivo del derecho de acceso a la información pública, promover la participación ciudadana y la transparencia en la gestión 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 impositivas de Argentina que pueden ser de relevancia en relación con la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables, y no implica una descripción amplia de los aspectos impositivos 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 impositivos acerca de las consecuencias, conforme a las leyes impositivas 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 impositivos con diversos países a fin de evitar la duplicación de impuestos sobre la renta y el patrimonio. En caso de que algún inversor a efectos impositivos resida en uno de los países con convenio, 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 convenio.

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 mencionada 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 marginal 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 encontraría 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 los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva, que establezca el Poder Ejecutivo Nacional, siempre que así lo disponga la norma que los 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 aquellos 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 instrumentos emitidos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo de dicho inciso son aquellos que, de manera concurrente, cumplan los siguientes requisitos: (i) cuando sean colocados por oferta pública con autorización de la CNV o sean elegibles de acuerdo con la norma que los constituya o cree, o cuando así lo disponga el Poder Ejecutivo Nacional; y (ii) estén destinados 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, el listado de los instrumentos emitidos 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, provincial, municipal 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 por el Decreto N° 862/2019 en el listado del artículo 24 del Decreto Reglamentario de la LIG.

Por otro lado, cuando se trate de Beneficiarios del Exterior no resultarán de aplicación las restricciones del artículo 28 de la LIG ni en el 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 citada ley.

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 oscila 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 2023 son las siguientes: (i) ganancia neta imponible acumulada hasta \$ 14.301.209,21, aplicará la alícuota del 25%; (ii) ganancia neta imponible acumulada superior a \$ 14.301.209,21 hasta \$ 143.012.092,08, se abonará \$ 3.575.302,30 más 30% sobre el excedente de \$ 14.301.209,21; y (iii) ganancia neta imponible acumulada superior a \$ 143.012.092,08, se abonará \$ 42.188.567,16 más 35% sobre el excedente de \$ 143.012.092,08.

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 las 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 del 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 del IVA en Argentina.

De acuerdo con la Ley N° 23.349 ("Ley de IVA"), la transferencia de las Obligaciones Negociables está exenta del 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 los 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 2023 en \$ 27.377.408,28, 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 de entre el 0,50% y el 1,75%. Para la tenencia de bienes situados en el exterior, existen alícuotas progresivas diferenciales de entre el 0,70% y el 2,25%, delegando en el Poder Ejecutivo Nacional la facultad de disminuir tales alícuotas en caso de activos financieros situados en el exterior que resultaren repatriados.

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 Ley N° 23.966 ("Ley del IBP") ni su Decreto Reglamentario han establecido ningún procedimiento 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 utilizaran 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 asciende al 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 liquidan el IDC.

El Decreto N° 409/2018 estableció que el 33% de las sumas abonadas en concepto del IDC por los hechos imposables 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 (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 prorrogaron hasta el 31 de diciembre de 2027 aquellos impuestos cuya vigencia culminaba el 31 de diciembre de 2022 (IG, IBP, e IDC). 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 para una Argentina inclusiva y solidaria ("PAÍS")

La Ley de Solidaridad estableció, con carácter de emergencia y por el término de 5 períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de dicha Ley, un impuesto nacional aplicable sobre determinadas operaciones de compra de billetes y divisas en moneda extranjera y demás operaciones de cambio de divisas y adquisición de servicios realizadas por sujetos residentes en el país (personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables). La alícuota aplicable es de hasta el 30%. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según sea su caso.

Adicionalmente, por medio de la Resolución General AFIP N° 4.815/2020 se estableció un régimen de percepción con aplicación sobre las operaciones alcanzadas por el impuesto PAÍS. La percepción aplicable es del 30% y aplica sobre los montos en moneda nacional que se detallan para cada tipo de transacción. Los montos percibidos serán considerados pagos a cuenta del IBP o del IG, según la condición impositiva del sujeto alcanzado.

Impuesto sobre los ingresos brutos ("ISIB")

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presume 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 la Dirección de Rentas 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 la 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 impuesto 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 impuesto 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 2023, 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 \$ 819.105, o \$ 3.410.400 en el caso de padres, hijos y cónyuge.

Las alícuotas aplicables varían entre el 1,60% y 9,51% 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 involucrados 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.

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 impositivo 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 las 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, por un plazo mínimo de 3 días hábiles 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 (de "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 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, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza, Emiratos Árabes Unidos, Qatar y Uruguay. Los convenios firmados con China, Japón, Luxemburgo, Austria y Turquía no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto.

Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia 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 Decreto N° 862/2019 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 lo dispuesto en el artículo 18.2. de la Ley N° 11.683 de Procedimiento Tributario, cuando se trate de ingresos de fondos provenientes de países de "baja o nula tributación" a 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, la AFIP 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 dichos países 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 descrito, el que ha sido establecido en el artículo 24 del DR LIG. Además, dicho artículo establece que la AFIP 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 IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES CONSULTAR CON SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR.

Para otras regulaciones impositivas véase la Nota 35.e) 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 los 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 los Estados Unidos. Por lo tanto, es posible que los inversores no nos puedan realizar el traslado de notificaciones procesales dentro de los Estados Unidos o a dichas personas o ejecutar en nuestra contra o en contra de tales personas en tribunales estadounidenses 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 los Estados Unidos, en cada caso con asiento en el Distrito de Manhattan, Ciudad y 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, Ciudad de Nueva York.

Hemos sido informados por nuestros asesores legales argentinos 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 bienes 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 ejecutorio.

Nuestros asesores legales argentinos también han informado que se podrán ejecutar en Argentina sentencias dictadas en tribunales estadounidenses por responsabilidad civil basadas en leyes de títulos valores federales de los 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 las normas argentinas 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 la 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 argentinos que podrán entablarse en tribunales argentinos acciones en primera instancia fundadas en las leyes de títulos valores federales de los 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 2023, no ha habido acontecimientos recientes salvo por lo indicado en la Nota 39 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. El estudio tiene su domicilio en Ing. Enrique Butty 275, Piso 12°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina.

Documentos a disposición

Los Estados Financieros Consolidados Auditados de la Compañía para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 se encuentran publicados en el ítem “Información Financiera” de la página web de la CNV (www.cnv.gov.ar) (<https://www.argentina.gob.ar/cnv>) bajo el número de ID N° 3163496 y en el sitio web www.ypf.com.

Podrán solicitarse copias en idioma español del 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 declarado ante CNV (inversoresypf@ypf.com) a retirar en la siguiente dirección: Macacha Güemes 515, C1106BKK Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, (5411) 5441-1215. Asimismo, el Prospecto y su versión resumida estarán disponibles 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.

INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA

La siguiente documentación se considerará incorporada por referencia y parte del presente Prospecto conforme el art. 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 2023, 2022 y 2021 disponibles en la página web de la CNV, ítem “Información Financiera”, bajo los IDs 3163496, 3014061 y 2860900, respectivamente.
- Todas las adendas o suplementos al presente 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 del presente Prospecto, cualquier declaración contenida en el presente o en cualquier documento incorporado en el presente por referencia, se verá modificada o reemplazada por aquellas declaraciones incluidas en cualquier documento posterior incorporado en el presente Prospecto por referencia, en la medida en que así la modifique o reemplace.

A solicitud escrita inversoresypf@ypf.com de cualquier persona que hubiera recibido un ejemplar del presente Prospecto, se facilitarán sin cargo copias de todos los documentos incorporados por referencia en el presente 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 Guemes 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.
Della Paolera 261, 4° piso
C1005AAF Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina



Federico Barroetaveña
CFO – Funcionario Delegado