



YPF ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.

YPF Energía Eléctrica S.A. (indistintamente, “YPF LUZ”, la “Sociedad”, la “Emisora” o la “Compañía”), inscrita en el Registro de Emisor Frecuente N° 16, con sede social en Macacha Güemes 515, Piso 3° (C1106BKK), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina, CUIT N° CUIT 30-71412830-9, número de teléfono (5411) 5441-2000, dirección de correo electrónico: inversores.ypfee@ypf.com, sitio web: www.ypluz.com.

Describiremos los términos y condiciones de cada serie de obligaciones negociables a ser emitida bajo el Régimen Simplificado de Emisor Frecuente (el “Régimen de Emisor Frecuente”) establecido en la Sección VIII, Capítulo V, Título II de las normas de la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”), según texto ordenado por la Resolución General N°622/2013, y sus modificatorias (las “Normas de la CNV”), en un suplemento de precio (el “Suplemento de Precio”).

Registro de Emisor Frecuente N° 16 otorgado por la Disposición N° DI-2022-13-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 5 de mayo de 2022. Mediante Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2023-26-APN-GE#CNV de fecha 30 de mayo de 2023 se ratificó la condición de emisor frecuente de la Emisora por un monto de hasta valor nominal US\$ 500.000.000, (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida y/o valor). A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad cuenta con la totalidad de dicho monto disponible para futuras emisiones, respecto del cual ya ha solicitado la correspondiente ratificación. La ratificación de la condición de emisor frecuente de la Emisora y la actualización del Prospecto fue resuelta por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2024-28-APN-GE#CNV de fecha 2 de mayo de 2024, con un monto disponible a emitir de US\$ 150.000.000, (o su equivalente en otros monedas o unidades de medida y/o valor).

Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el presente Prospecto. La veracidad de la información contable, financiera y económica, 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. 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, conforme las normas vigentes.

El Consejo de Calificación de FIX SCR S.A. AGENTE DE CALIFICACIÓN DE RIESGO (afiliada de Fitch Ratings), en adelante FIX, realizado el 16 de febrero de 2024 otorgó una clasificación AAA (arg) con perspectiva estable a la Sociedad en su carácter de Emisor de Largo Plazo de la Compañía (Véase informe en <https://www.fixscr.com>). La Emisora se encuentra registrada como emisor frecuente de la CNV bajo el N° 16, otorgado por la Disposición N° DI-2022-13-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 5 de mayo de 2022.

La inversión en las obligaciones negociables a ser emitidas por la Emisora bajo el Régimen de Emisor Frecuente implica riesgos significativos. Véase el capítulo “Factores de Riesgo” en el presente prospecto (el “Prospecto”). El respectivo Suplemento de Precio de cualquier clase y/o serie de obligaciones negociables podrá detallar otros riesgos que deberán ser considerados al realizar una inversión en las obligaciones negociables a ser emitidas por la Emisora bajo el Régimen de Emisor Frecuente.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 119 de la Ley N° 26.831, y sus modificatorias (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 con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores 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 respectivos prospectos y suplementos de prospecto. 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 Emisora, sus beneficiarios finales, y las personas humanas 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 7 de mayo de 2024.

A handwritten signature in black ink, located in the bottom right corner of the page. The signature is stylized and appears to be a personal name.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	4
DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN	11
ANTECEDENTES FINANCIEROS.....	23
RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA	31
HECHOS POSTERIORES.....	50
FACTORES DE RIESGO	55
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA.....	79
LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE ARGENTINA	107
DIRECTORES, GERENCIA DE LA PRIMERA LÍNEA Y EMPLEADOS	148
ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	151
INFORMACIÓN ADICIONAL.....	157

INTRODUCCIÓN

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

Los inversores deben basarse únicamente en la información contenida en este Prospecto, el respectivo Suplemento de Precio u otros suplementos. Ni nosotros ni los colocadores, de existir, hemos autorizado a persona alguna a suministrar información diferente a la información contenida en este Prospecto y cualquier Suplemento de Precio u otros suplementos y ni nosotros ni los colocadores, de existir, incurriremos en responsabilidad alguna por cualquier información que difiera de la misma.

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, apoderados, asesores comerciales o impositivos.

La distribución de este Prospecto o de cualquiera de sus partes, incluido cualquier Suplemento de Precio, 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 que tengan acceso a este Prospecto tomen conocimiento y cumplan con tales restricciones. Este Prospecto no constituye una oferta de venta ni una invitación a presentar ofertas para comprar obligaciones negociables en ninguna jurisdicción a persona alguna 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 la Comisión de Títulos Valores ni de ente regulador federal alguno 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.

Las obligaciones negociables emitidas en el marco del Régimen de Emisor Frecuente revestirán el carácter de “obligaciones negociables simples no convertibles en acciones” según la 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 la Resolución General de la CNV N°622/2013 (N.T. 2013), y sus modificatorias y complementarias (las “Normas de la CNV”).

A partir del Decreto 621/2021 del Poder Ejecutivo Nacional, reglamentado por la CNV por la Resolución General 917/2021, se informa al público inversor que, la Emisora oportunamente incluirá la mención sobre el cumplimiento de los requisitos de la Resolución General 917/2021 de la CNV en los respectivos Suplementos de Precio de las diferentes Clases y/o Series que se emitan. En tal caso, deberá informarse que, para gozar de las exenciones impositivas previstas por el Decreto 621/2021 del Poder Ejecutivo Nacional, los tenedores de obligaciones negociables emitidas en moneda nacional que estuvieran destinadas al financiamiento productivo en la República Argentina y/o al financiamiento de Micro, Pequeñas y Medianas Empresas deberán acreditar que: (i) 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 el país, entendiéndose por ello la inversión y/o el financiamiento directo o indirecto en proyectos productivos, inmobiliarios y/o de infraestructura destinados a distintas actividades económicas comprendidas en los sectores productores de bienes y servicios, tales como agropecuarios, ganaderos, forestales, inmobiliarios, telecomunicaciones, infraestructura, energía, logística, economías sustentables, promoción del capital emprendedor, pesca, desarrollo de tecnología y bienes de capital, investigación y aplicación de tecnología a la medicina y salud, ciencia e investigación aplicada, extracción, producción, procesamiento y/o transporte de materias primas, desarrollo de productos y servicios informáticos, como así también al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas.

En caso de que la Emisora no cumpla con los requisitos mencionados anteriormente, el potencial inversor no podrá acceder a los beneficios de exención impositiva previstos en el Decreto 621/2021 del Poder Ejecutivo Nacional.

Información disponible

Integran el presente Prospecto los Estados Financieros Consolidados Auditados correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

Los Estados Financieros Consolidados Auditados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron aprobados por acta de Directorio de fecha 5 de marzo de 2024 (ID N°3161500), y por la Asamblea General Ordinaria y Especial de fecha 29 de abril de 2024.

Los Estados Financieros Consolidados Auditados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron aprobados por acta de Directorio de fecha 7 de marzo de 2023 (ID N°3013738) y acta de asamblea de accionistas de fecha 27 de abril de 2023 (ID N°30714128309).

Los Estados Financieros Consolidados Auditados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fueron aprobados por acta de Directorio de fecha 2 de marzo de 2022 (ID N°2860545) y acta de asamblea de accionistas de fecha 28 de abril de 2022 (ID N°2884841).

Se podrá consultar los estados financieros de la Compañía, el presente Prospecto, y cualquier Suplemento de Precio relacionado con una clase o serie a ser emitida en virtud del mismo en el sitio web de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv>) en el ítem: "Empresas (entidades con oferta pública)" (la "AIF") y en el sitio web institucional de la Compañía (www.ypfluz.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 siguiente dirección de correo electrónico a inversores.ypfee@ypf.com.

Aprobaciones Societarias

La solicitud de ingreso al Régimen de Emisor Frecuente de la Emisora y la emisión de una o más clases y/o series de obligaciones negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente por el monto hasta US\$1.500.000.000 (Dólares Estadounidenses mil quinientos millones) o su equivalente en otras monedas o unidades de medida y/o valor, fue resuelta por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Emisora celebrada el 28 de abril de 2021 y aprobado por el Directorio de la Emisora en su reunión de fecha 13 de julio de 2021. La autorización de oferta pública de una o más clases y/o series de obligaciones negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente, sin posibilidad de reemisión, por el monto de hasta US\$1.500.000.000 (Dólares Estadounidenses mil quinientos millones) o su equivalente en otras monedas o unidades de medida y/o valor, fue otorgada por la Disposición N° DI-2022-13-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 5 de mayo de 2022. La renovación de delegación de facultades en el Directorio fue autorizada por resolución de nuestros accionistas adoptada en la asamblea ordinaria celebrada el 28 de abril de 2021. La actualización del Prospecto de Emisor Frecuente, la ratificación de la condición de emisor frecuente de la Sociedad por hasta la suma de US\$ 1.500.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida y/o valor) o aquel monto menor que definan los funcionarios autorizados por el Directorio de la Compañía y las facultades de los mismos fueron aprobadas en su reunión de fecha 5 de marzo de 2024. Mediante acta de funcionario delegado de fecha 23 de abril de 2024 se aprobó ratificar la condición de emisor frecuente por hasta la suma de US\$ 150.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida y/o valor).

Manifestaciones sobre el futuro

Este 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, volumen futuro de generación de energía, nuestra capacidad para pagar dividendos en el futuro y para cancelar nuestras deudas, como también nuestros planes con respecto a nuestros gastos y erogaciones de capital, estrategia de negocio, concentración geográfica, ahorro de costos, 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, ratios financieros, resultados de operaciones, negocio, estrategia, concentración geográfica, como también nuestros gastos e inversiones de capital, ahorro de costos, inversiones, capacidad para cumplir con nuestros compromisos, 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. Entre dichos factores se encuentran, pero no se limitan a, eventuales fluctuaciones del tipo de cambio, la inflación, los riesgos inherentes a la construcción de nuevas centrales térmicas y renovables, obtención de habilitaciones comerciales por parte de CAMMESA (conforme dicho

término se define más adelante) por los proyectos que tenemos en construcción, el incremento de la competencia en el sector de generación de energía eléctrica en Argentina, la capacidad de suscribir contratos de compraventa de energía eléctrica para la venta de potencia y/o energía y las condiciones de dichos contratos, posibles limitaciones en la capacidad de transmisión y distribución de energía eléctrica, la disponibilidad de las centrales eléctricas para generar electricidad, la capacidad financiera de CAMMESA para cumplir con sus obligaciones de pago bajo los PPA (conforme dicho término se define más adelante) y la capacidad de nuestra Compañía para cobrar dichos montos por parte de CAMMESA, la capacidad de nuestra Compañía para cumplir las obligaciones de los PPA, la capacidad para realizar reducciones de costos y el logro de la eficiencia operativa y sin interrumpir indebidamente las operaciones del negocio, 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 y la situación económica y empresarial general en la Argentina, como así también los factores que se describen en este Prospecto, en particular bajo los títulos “Factores de Riesgo” y “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Análisis y explicaciones de la dirección sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones” del Prospecto. 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.

Redondeo

Ciertas cifras que se incluyen en el presente Prospecto se presentan en millones de pesos para facilitar su presentación. Asimismo, las cifras de los estados financieros incorporados por referencia se presentan en miles de pesos. Los valores porcentuales incluidos en el presente Prospecto se han calculado en algunos casos sobre la base de las cifras mencionadas en enteros. Por este motivo, es posible que ciertos valores porcentuales que aparecen en el presente Prospecto no coincidan con los que se obtienen al realizar los mismos cálculos sobre la base de las cifras que figuran en los estados financieros que se incorporan como referencia, o bien, que aparecen en el Prospecto.

Abreviaturas y definiciones

En este Prospecto, las referencias a:

“Acuerdo de Accionistas” corresponden al Acuerdo de Accionistas de fecha 20 de marzo de 2018, entre GE EFS Power Investments B.V., YPF, OPESSA y la Emisora.

“AESAs” corresponden a A-Evangelista S.A.

“AFIP” corresponden a la Administración Federal de Ingresos Públicos.

“BCRA” o “Banco Central” corresponden al Banco Central de la República Argentina.

“BICE” corresponden al Banco de Inversión y Comercio Exterior.

“BNP Paribas”: corresponde a BNP Paribas Fortis SA/NV.

“CAMMESA” corresponden a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (Véase “La Industria y Regulación Eléctrica de la Argentina” “Generalidades” “CAMMESA” del Prospecto).

“Cañadón León” corresponde al parque eólico Cañadón León ubicado en la provincia de Santa Cruz

“CDS” corresponden a Central Dock Sud S.A.

“Central Dock Sud” corresponden a las dos plantas generadoras de energía, el Ciclo Combinado Central Dock Sud y el Ciclo Abierto Central Dock Sud, ubicadas en la localidad de Avellaneda, al sur del Área Metropolitana de Buenos Aires, provincia de Buenos Aires, de propiedad de CDS.

“Central Térmica San Miguel de Tucumán” corresponden a la Central Térmica San Miguel de Tucumán ubicada en la localidad de El Bracho, aproximadamente a 22 km al sur de San Miguel de Tucumán, provincia de Tucumán.

“Central Térmica Tucumán” corresponden a la Central Térmica Tucumán ubicada en la localidad de El Bracho, aproximadamente a 22 km al sur de San Miguel de Tucumán, provincia de Tucumán.

“Central Termoeléctrica” corresponden a una unidad de generación que usa la energía calórica derivada del combustible, por ejemplo, gas natural o gasoil, como fuente de energía para impulsar el generador de energía.

“Ciclo Combinado o Ciclo Cerrado” corresponden a un tipo de turbina termoeléctrica que puede utilizar diversos combustibles, incluido el gas natural o el gasoil, para impulsar un alternador para generar electricidad y que luego utiliza el calor que se libera en ese proceso para producir vapor y generar electricidad adicional a través de una turbina de vapor.

“Ciclo Simple o Ciclo Abierto” corresponden a un tipo de turbina termoeléctrica que puede usar varios combustibles, como gas natural o gasoil, para hacer funcionar un alternador que genera energía. A diferencia de las turbinas de gas de ciclo combinado, las turbinas de gas de ciclo simple solamente tienen un ciclo de energía.

“CMASS” corresponde a Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud.

“CNDC” corresponden a la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia.

“CNV” corresponden a la Comisión Nacional de Valores.

“COD” (en inglés, *commercial operation date*) corresponden a las fechas de habilitación comercial.

“CCC” corresponde al Código Civil y Comercial.

“Complejo Tucumán” corresponden a la Central Térmica Tucumán y Central Térmica San Miguel de Tucumán.

“Contrato de Fideicomiso” corresponde al contrato de fideicomiso (*indenture*) de fecha 25 de julio de 2019 celebrado entre la Compañía, (como emisora) The Bank of New York Mellon, (como fiduciario, co-agente de registro, agente principal de pago y de transferencia) The Bank of New York Mellon SA/NV, Luxembourg Branch (como agente de pago) y Banco Santander Río S.A. (como representante del Fiduciario en Argentina y agente de pago, registro y transferencia), ocasión de la emisión de las Obligaciones Negociables Clase 2 con vencimiento en 2026 por parte de la Compañía.

“Contrato EPC” significan los contratos de ingeniería, adquisiciones y construcción (en inglés, *engineering, procurement and construction contracts*).

“DFC” corresponde a United States International Development Finance Corporation.

“Distribución” corresponden a la transmisión de electricidad al consumidor final.

“Distribuidor” corresponden a una persona jurídica que provee electricidad a un grupo de consumidores finales mediante una red de distribución.

“El Bracho TG” corresponden a la turbina a gas de la central térmica El Bracho, titular de un PPA con CAMMESA en el marco de la Resolución N° 21.

“El Bracho TV” corresponden a la turbina a vapor de la central térmica El Bracho, titular de un PPA con CAMMESA en el marco de la Resolución N° 287.

“ENARSA” corresponden a Energía Argentina S.A. que el 29 de mayo de 2018 cambió su denominación social a IEASA.

“Energía No Contractualizada” o “Energía Base”. Corresponden al marco regulatorio establecido en la Resolución SE N° 9/2024 y normativas previas. Véase “*La Industria y Regulación Eléctrica de la Argentina*”.

“Energía Plus” corresponden al marco regulatorio establecido bajo la Resolución SE N° 1281/06, y sus modificatorias. Véase “*La Industria y Regulación Eléctrica de la Argentina*” “*Energía Plus*”.

“ENRE” corresponden al Ente Nacional Regulador de la Electricidad.

“EPC” (Engineering, Procurement and Construction) hace referencia a contrato de construcción que incluye la provisión de: (i) diseño e ingeniería, (ii) los suministros necesarios y (iii) la construcción propiamente dicha.

“ERNC” corresponde a Energía Renovable No Convencional.

“Estatutos Sociales” significan los estatutos sociales de YPE EE inscriptos el 26 de agosto de 2013 en la IGI, bajo el número 16440 del libro 65 de sociedades por acciones, así como también, sus modificaciones.

“ex MeyM” corresponden al Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina que en junio de 2018 se reemplazó por el Ministerio de Energía.

“ex Ministerio de Energía” corresponden al Ministerio de Energía de la República Argentina que en septiembre de 2018 se reemplazó por la SGE.

“FACPCE” corresponden a la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas.

“FMI” corresponden al Fondo Monetario Internacional.

“FODER” corresponden al Fondo Fiduciario para el desarrollo de Energías Renovables, un fondo creado para afectar sus activos al otorgamiento de préstamos, realizar aportes de capital, y para la adquisición de todos los demás instrumentos financieros destinados a la ejecución y financiación de proyectos de generación de electricidad de fuentes renovables que reúnan los requisitos a tales efectos.

“FONINVEMEM” corresponden al Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista. Véase *“La Industria y Regulación Eléctrica de la Argentina” “Foninvemem y Programas Similares”* del Prospecto.

“GAFI” corresponden al Grupo de Acción Financiera Internacional.

“GE EFS” corresponden a GE EFS Power Investments B.V., afiliada de GE.

“GE” corresponden indistintamente a cualquier sociedad subsidiaria y/o afiliada de General Electric Company.

“Gobierno Argentino” corresponden al Gobierno de la República Argentina.

“GW” corresponden a gigawatts.

“GWh” corresponden a gigawatt por hora.

“HSRG” corresponde a generador de vapor de recuperación de calor.

“IEASA” corresponden a Integración Energética Argentina S.A. (anteriormente denominada ENARSA).

“IBP” corresponden al Impuesto (anual) sobre los Bienes Personales.

“IDS” corresponden a Inversora Dock Sud S.A.

“IFRS” (por su acrónimo en inglés) corresponden al Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

“IGJ” corresponden a la Inspección General de Justicia.

“IGMP” corresponden al Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta.

“IPC” corresponden al índice de precios al consumidor argentino.

“IS” corresponden al Impuesto de Sellos.

“IVA” corresponden al Impuesto al Valor Agregado.

“Kv” corresponden a kilovoltios.

“Kw” corresponden a kilowatts.

“kWh” corresponden a kilowatts por hora.

“Ley de Competitividad” corresponden la Ley de Competitividad N° 25.413, y sus modificatorias.

“Ley de Energías Renovables” corresponden al régimen introducido por la Ley N° 26.190, y sus modificatorias, en especial la Ley N° 27.191.

“Ley General de Sociedades” corresponden a la Ley General de Sociedades N° 19.550 y sus modificatorias.

“Loma Campana Este” corresponde a la central de Loma Campana Este ubicada dentro del bloque concesión de producción de petróleo y gas de Loma Campana, en la localidad de Añelo, provincia de Neuquén.

“Loma Campana I” corresponden a la central térmica Loma Campana I ubicada en la localidad de Añelo, provincia de Neuquén.

“Loma Campana II” corresponden a la central térmica Loma Campana II ubicada en la localidad de Añelo, provincia de Neuquén.

“LPC I” corresponden a la planta de cogeneración ubicada en la Refinería La Plata de YPF, adquirida de Central Puerto S.A.

“LPC II” corresponden a la planta de cogeneración ubicada en la Refinería La Plata de YPF.

“Luz del León” corresponde a Luz del León S.A.

“LVFVD” corresponden a liquidaciones de venta con fecha de vencimientos a definir. Véase “*Información sobre la Emisora*” “*Foninvemem y Programas Similares*”.

“MATER” corresponden al Mercado a Término de Energía Renovable.

“MEM” o “Mercado Eléctrico Mayorista” corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina.

“Mercado Spot” corresponden a energía vendida por generadores al MEM y remunerada por CAMMESA en el marco vigente antes de la publicación de la Resolución 95/2013 y sus modificatorias.

“Mercado de Cambios” corresponde al mercado de cambios establecido por el artículo 1º del Decreto N° 260/02, según el texto establecido por el artículo 132 de la Ley N° 27.444.

“MW” corresponden al megavatio.

“MWh” corresponden a megavatio hora.

“NIIF” o “IFRS” (por su acrónimo en inglés) corresponden a las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el IFRS.

“NOA” corresponden al noroeste argentino, región geográfica de Argentina, integrada por las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán, Catamarca, La Rioja y Santiago del Estero.

“OED” corresponde a organismo encargado de despacho.

“OPESSA” corresponden a Operadora de Estaciones de Servicios S.A.

“Participaciones Sociales” se entenderán a todas las acciones de la Emisora, todos los títulos o derechos, directa o indirectamente, convertibles en acciones de la Emisora y todas las opciones y otros derechos de adquirir, directa o indirectamente, acciones de la Emisora o títulos o derechos convertibles en acciones de la Emisora, ya sea al momento de su emisión, por el paso del tiempo o ante la ocurrencia de un evento futuro de conformidad con el Acuerdo de Accionistas y los Estatutos Sociales.

“PPA” (en inglés, *power purchase agreements*) corresponden a los contratos de compraventa de potencia y/o energía, según el caso, suscriptos entre la Emisora y sus clientes.

“Régimen de Energía No Contractualizada” corresponden al reconocimiento de costos fijos y variables a las unidades cuya energía no está comprometida bajo ningún tipo de contrato, esquema que estableció la Resolución 95/2013 y cuyo valor está actualmente determinado por la SGE, en el marco de la Resolución SE N° 9/2024.

“Resolución N° 1/2019” corresponden a la Resolución N° 1/2019 de la Subsecretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico. Actualmente reemplazada por la Resolución N°31/2020.

“Resolución N°19/2017” corresponden a la Resolución N°19/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del ex MeyM, que fue reemplazada por la Resolución N°1/2019.

“Resolución N° 21” corresponden a la Resolución MeyM N° 21/2016 del ex MeyM.

“Resolución N° 287” corresponden a la Resolución MeyM N° 287/2017 del ex MeyM.

“Resolución N° 31/2020” corresponden a la Resolución N° 31/2020 de la Subsecretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, que reemplazó la Resolución N°440/2021.

“SADI” corresponden al Sistema Argentino de Interconexión.

“ex SE” corresponden a la Secretaría de Energía del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación.

“ex SEE” corresponden a la ex Secretaría de Energía Eléctrica del ex MeyM y del ex Ministerio de Energía, actualmente reemplazada por la SGE y la Subsecretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico.

“SE” corresponden a la Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Desarrollo Productivo de la República Argentina que en diciembre de 2019 reemplazó a la Secretaría de Gobierno de Energía.

“SGE” corresponden a la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Economía de la República Argentina que en septiembre de 2018 reemplazó al Ministerio de Energía.

“Vestas” corresponden, según lo requiera el contexto, a Vestas Wind Systems A/S y Vestas Argentina S.A. o cualquiera de sus respectivas afiliadas.

“Y-GEN II” corresponden a YGEN Eléctrica II S.A.U. (anteriormente denominada YGEN Eléctrica II S.R.L.) fusionada y absorbida por YPFEE a partir de 1 de enero 2023.

“Y-GEN” corresponden a Y-GEN Eléctrica S.A.U. (anteriormente denominada YGEN Eléctrica S.R.L.) fusionada y absorbida por YPFEE a partir de 1 de enero 2023.

“YPF” corresponden a YPF S.A.

“YPF Luz”, “YPFEE”, “la Compañía”, “la Sociedad”, “la Emisora”, “nosotros” y “nuestro” se refiere a YPF Energía Eléctrica S.A. y a sus sociedades controladas, y si el contexto lo requiere, a sus sociedades antecesoras. “YPF Energía Eléctrica S.A.” se refiere únicamente a YPF Energía Eléctrica S.A.

Salvo indicación en contrario, las estadísticas brindadas en este Prospecto en relación con las unidades generadoras de energía están expresadas en MW, en el caso de la capacidad instalada de dichas unidades generadoras de energía, y en GWh, en el caso de la producción de electricidad total de dichas unidades generadoras de energía. Un GW es equivalente a 1.000MW y un MW es equivalente a 1.000 Kw.

DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

Directorio

De conformidad con la Ley General de Sociedades, el directorio de la Sociedad está a cargo de la administración y, por lo tanto, toma todas las decisiones relacionadas con la misma, así como aquellas decisiones expresamente previstas en la Ley General de Sociedades, los Estatutos Sociales y otras normas aplicables. Además, el directorio es el responsable de la ejecución de los acuerdos adoptados en las asambleas de accionistas y de la realización de cualquier tarea específica expresamente delegada por los accionistas. Bajo la Ley General de Sociedades, los deberes y responsabilidades de un director suplente, cuando actúa en lugar de un director titular, ya sea de manera temporal o permanente, son los mismos que para los directores titulares, y no tienen otros deberes o responsabilidades como directores suplentes.

De acuerdo a lo establecido en el artículo duodécimo de los Estatutos Sociales de la Sociedad y en las normas legales vigentes, la dirección y administración de la Sociedad está a cargo de un directorio compuesto por 8 directores titulares y hasta 8 directores suplentes, según lo establezca la Asamblea General Ordinaria de Accionistas en cada oportunidad en la cual sean elegidos los miembros del directorio.

Los directores pueden ser designados por 3 ejercicios, pudiendo ser reelegidos indefinidamente y se mantendrán en su cargo hasta tanto la Asamblea General Ordinaria de Accionistas designe a los nuevos directores. Los miembros del directorio de la Sociedad fueron elegidos en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas N°25 celebrada el 29 de abril de 2024.

Designación de directores

Los directores serán elegidos de la siguiente forma:

- los Accionistas Clase A tendrán derecho a designar 6 directores titulares y hasta 6 directores suplentes y los Accionistas Clase B tendrán derecho a designar 2 directores titulares y hasta 2 directores suplentes; y
- mientras la Clase A de Acciones represente al menos el 24,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad, dicha Clase tendrá el derecho de designar al presidente del Directorio, y mientras la Clase B de Accionista represente al menos el 24,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad entonces dicha Clase tendrá el derecho de designar al vicepresidente del Directorio.

Asimismo, los directores designados por una Clase de acciones podrán ser removidos en cualquier momento por decisión de la Clase de acciones que lo haya elegido.

Los directores suplentes sólo podrán reemplazar directores titulares que hayan sido elegidos por la misma Clase de acciones que haya elegido al director suplente en cuestión. En caso de ausencia o vacancia por cualquier causa, incluyendo sin limitación muerte, renuncia, remoción, licencia y/o incapacidad sobreviniente de un Director Titular, éste será reemplazado en forma automática, o en cualquier caso en la primera reunión de Directorio siguiente (sin que sea necesaria una resolución expresa del Directorio) por un Director Suplente o un nuevo director titular elegido por los accionistas de la misma clase que designó al director titular que se encuentre ausente o haya cesado en su cargo. En garantía del correcto cumplimiento de sus funciones, cada uno de los directores titulares constituirá a favor de la Sociedad una garantía, cuyo monto determinará la Asamblea, por un valor no inferior a la suma que establezcan las normas y disposiciones legales vigentes, debiendo constituirse dicha garantía en las condiciones y en las formas previstas por el ordenamiento legal y reglamentario aplicable.

El directorio tiene los más amplios poderes y atribuciones para la dirección, organización y administración de la Sociedad, sin otras limitaciones que las que resultan de la legislación vigente, los Estatutos Sociales y el Acuerdo de Accionistas. Se reúne al menos una vez por mes, cuando el presidente del directorio lo estime necesario o por solicitud de la mayoría de los directores o de la comisión fiscalizadora. Las reuniones extraordinarias del directorio pueden ser convocadas por cualquiera de los directores.

A continuación, se detalla la composición del directorio de la Emisora a la fecha de publicación de este Prospecto:

Nombre	Cargo	Clase ⁽¹⁾	Mandato		Independencia
			Desde	Hasta	
Santiago Martínez Tanoira	Presidente	Clase A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2027	No independiente
Patrick Leahy	Vicepresidente	Clase B	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2027	No independiente
Patricio Da Re	Director Titular	Clase A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2027	No independiente
Santiago Julián Fidalgo	Director Titular	Clase A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2027	No independiente
Paula Dutto	Director Titular	Clase A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2027	No independiente
Pablo Rizzo	Director Titular	Clase A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2027	No independiente
Jonathan Zipp	Director Titular	Clase B	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2027	No independiente
Marco Alejandro Bramer Markovic	Director Titular	Clase A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2027	No independiente
María Eugenia Bianchi Pintos	Director Suplente	Clase A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2027	No independiente
Edward Chao	Director Suplente	Clase B	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2027	No independiente
Carlos Alberto San Juan	Director Suplente	Clase A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2027	No independiente
Fernando Gómez Zanou	Director Suplente	Clase A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2027	No independiente
Gastón Marcelo Laville Bisio	Director Suplente	Clase A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2027	No independiente
Nicolás Mesa	Director Suplente	Clase A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2027	No independiente
Gabriela Dietrich	Director Suplente	Clase B	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2027	No independiente
Santiago Sacerdote	Director Suplente	Clase A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2023	No independiente

(1) Hace referencia a la Clase de accionistas que designó a dicho director. Para un resumen de las diferencias entre la Clase A y la Clase B de accionistas, véase “*Accionistas principales y transacciones con partes relacionadas*” de este Prospecto.

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales de los directores de la Emisora y los órganos de administración y/o de fiscalización de otras empresas a los cuales pertenecen actualmente:

El Sr. *Santiago Martínez Tanoira*, DNI N° 22.962.398, CUIL N° 20-22962398-3, obtuvo su título de ingeniero en el Instituto de Tecnología 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. Ingresó en YPF en 1998 en el área de Desarrollo de Negocios de la División Petroquímica. Fue responsable del área de Marketing y gerente de Planificación y Desarrollo dentro de la Unidad de Productos Industriales y de Química de Argentina entre diciembre de 2002 y abril de 2008. Posteriormente, en mayo de 2008, ocupó la posición de director de Petroquímica Básica y Productos Intermedios en Repsol Química, en España. Ocupó el cargo de director de Química en YPF desde agosto de 2011 hasta el 2012. También fue miembro del directorio de Profertil. Desde el 2012 hasta septiembre de 2016 se desempeñó como Gerente Ejecutivo de la Regional Mendoza, a cargo de la operación de Upstream y como Vicepresidente Ejecutivo Upstream desde octubre de 2016 hasta agosto de 2017. Actualmente, es Director Suplente de YPF desde abril de 2017 y Vicepresidente Ejecutivo de Gas y Energía a partir de mayo de 2020. Desde el 22 de mayo de 2020 ocupa el cargo de director y presidente de Compañía Mega S.A. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Patrick Leahy*, Pasaporte N° 651924122, es contador (CFA *Charterholder-Charter Financial Analyst*). El Sr. Leahy es director administrador y líder global de energía en GE Energy Financial Services (GE EFS). Bajo este rol, es responsable de liderar el equipo que ejecuta la unidad de inversiones en electricidad generada a gas a lo largo de Norteamérica, Europa, Asia, Oriente Medio, Norte de África y Turquía (MENAT), África Sub Sahariana y Latinoamérica. El Sr. Leahy se unió a GE EFS en 2006 y subsecuentemente ha tomado roles de distintas responsabilidades. Recientemente, ha actuado como líder ejecutivo de Estados Unidos, responsable de liderar el equipo que ejecuta más de \$1 mil millones en inversiones en energía convencional y renovable anualmente en los Estados Unidos. El Sr. Leahy cuenta con más de 20 años de experiencia en servicios de energía y financiera. Se inició en la industria de la energía como desarrollador de proyecto para Enron en Latinoamérica. Luego de lo cual proveyó servicios profesionales a múltiples corporaciones listadas en el Fortune 500 y World Resources Institute a los fines de catalizar una demanda corporativa de 1.000 MW de energía renovable. En este rol, el Sr. Leahy trabajó conjuntamente con compañías líderes a los fines de analizar, desarrollar y ejecutar exitosamente proyectos de energía renovables y estrategias. Su domicilio es Leandro Alem 882, piso 13, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Patricio Da Ré*, DNI N° 27.691.322, CUIL N° 20-27691322-1, obtuvo el título de Contador Público, graduándose de la Universidad de Belgrano. Tiene un Posgrado en Economía del Petróleo y Gas Natural del ITBA y un Posgrado en Negociación y Manejo de Conflicto de Business School. Actualmente se desempeña como Gerente de Planificación Estratégica y Gestión de Participadas en YPF. Anteriormente se desempeñó como Gerente de Planificación y Desarrollo de Negocios de YPF y en otros puestos, siempre desarrollando su trayectoria profesional en la industria del gas natural desde su ingreso en YPF en 2002. Actualmente también ocupa el cargo de Vicepresidente del directorio de Metrogas S.A., es Director Titular en Compañía Mega S.A., y de otras sociedades vinculadas al grupo de empresas de YPF. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Santiago Julián Fidalgo*, DNI 16.580.802, CUIL 23-16580802-9, es Licenciado en Economía egresado de la Universidad Católica Argentina y Abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires. Cuenta con diversos estudios de postgrado en las áreas de Finanzas, Calidad en la Gestión y Medio Ambiente en la Argentina y en el exterior. Desarrolló actividades docentes de grado y post grado en la Universidad Católica Argentina y en el CEARE de la Universidad de Buenos Aires, colaborando además con otras instituciones académicas. Trabaja desde 1987 en la industria de la energía, ocupando distintas posiciones en Astra C.A.P.S.A. y posteriormente en YPF S.A. Actualmente está a cargo del sector Gestión de Participadas, en la Vicepresidencia de Gas y Energía de YPF. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Sra. *Paula Dutto*, DNI N° 29.283.038, CUIL N° 27-29283038-1, obtuvo el título de Contador Público y Licenciada en Administración, graduándose de la Universidad Católica Argentina. Cuenta con estudios en áreas de Contabilidad, Administración y Gestión de Empresas en la Universidad de San Andrés, Torcuato Di Tella y otras instituciones argentinas. Ha participado del programa de management de negocio desarrollado conjuntamente por el IAE y la Universidad de Buenos Aires. Desarrolló actividades docentes de grado en la Universidad Católica Argentina y en la Universidad de Buenos Aires. Actualmente se desempeña como Gerente de Departamento de Contabilidad y Reporting en YPF S.A., previamente como Gerente de Contabilidad YPF, Gerente de UTs y otras

posiciones en la industria desde su ingreso a YPF en 2004. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Marco Alejandro Bramer Markovic*, DNI N° 22.212.561, CUIL N° 20-22212561-9, es licenciado en Administración de Empresas, recibido en la Universidad de San Andrés y trabajó en el sector financiero por más de 15 años, 10 de esos años en el exterior, en el Chase Manhattan Bank y el BNP Paribas. Ingresó a YPF como Gerente Ejecutivo de Finanzas en marzo de 2024.

La Srta. *María Eugenia Bianchi Pintos*, DNI N° 32.144.223, CUIL N° 23-32144223-4, es abogada egresada de la Pontificia Universidad Católica Argentina (UCA). Cuenta con una maestría en derecho empresario de la Universidad de San Andrés (tesis en curso) y un posgrado de actualización en derecho de petróleo y gas natural de la Universidad de Buenos Aires. Asimismo, cursó el programa ejecutivo en energías renovables de la Universidad UCES. Ocupa la posición de abogada en la Gerencia de Gas Natural y Energía dentro de la Dirección de Servicios Jurídicos de YPF La Srta. Bianchi Pintos, también posee los cargos de síndica titular en las compañías CDS e IDS Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Carlos Alberto San Juan*, DNI N° 21.434.189, CUIL N° 20-21434189-2, es abogado recibido en la Universidad de Buenos Aires en 1993. Se desempeñó como asociado en el estudio Nicholson y Cano Abogados desde el año 1994 al 2000 y ejerció libremente la profesión desde el año 2000 al 2003. En el año 2003 se incorporó a la Dirección de Servicios Jurídicos de YPF como abogado en el área de Refino & Comercialización. Desde el 2009 al 2014 se desempeñó como Gerente de Servicios Jurídicos Neuquén-Río Negro y entre 2015 y 2017 se desempeñó como Gerente de Servicios Jurídicos Participadas. Desde septiembre de 2017 hasta la actualidad se desempeña como Gerente de Servicios Jurídicos Gas Natural y GLP de la Vicepresidencia de Servicios Jurídicos. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Fernando Gómez Zanou*, DNI N° 22.500.441, CUIL N° 20-22500441-9, es abogado egresado de la Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires, posee un máster en Economía y Administración de Empresas en ESEADE y ha realizado diversos posgrados en la industria del petróleo y gas. Desde el año 2004 se desempeña en YPF donde actualmente ocupa el cargo de Gerente Servicios Jurídicos Corporación y fue designado director en varias empresas de la industria. Anteriormente se desempeñó como abogado de diversas compañías tales como Citibank N.A., Basf Argentina S.A. y Auchan Argentina S.A. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Gastón Marcelo Laville Bisio*, DNI N° 92.870.506, CUIL N° 20-92870506-5, es Licenciado en Economía, graduado con honores de la Universidad de Buenos Aires en 2008, cuenta con una década de experiencia en la industria, habiéndose desempeñado en asuntos relacionados con Mercado, Inversores, Inteligencia de la Competencia, Valuación de Activos y Portafolio, con foco en Upstream. Actualmente se desempeña en el área de Planeamiento Estratégico de Gas y Energía de YPF S.A. Asimismo, cuenta con especializaciones en Gestión de Proyectos, Liderazgo (UCA) y Toma de Decisiones (ITBA) y Análisis de Riego (Rose & Associates) entre otras. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Pablo Rizzo*, DNI N° 20.357.403, CUIL N° 20-20357403-8, es Ingeniero en Petróleo por la Universidad Nacional de Cuyo, e Ingeniero en Seguridad e Higiene por la Universidad Tecnológica Nacional. Cuenta con 29 años de experiencia en la industria petroquímica y de refinanciación de petróleo. En la actualidad se desempeña como Gerente Ejecutivo de Soluciones Técnicas Downstream en YPF SA y como director titular de Profertil S.A. En el pasado, ha ocupado el cargo de Gerente del Complejo Industrial La Plata desde el año 2020 al 2022, así como también Gerente del Complejo Industrial de Lujan de Cuyo desde el año 2017 a 2020, y como Gerente del Complejo Industrial Plaza Huincul desde el año 2011 a 2017.

El Sr. *Jonathan Zipp*, Pasaporte N° 563564932, es licenciado en administración de empresas, graduado de la Universidad Estatal de Ohio. Además, cuenta con un MBA en finanzas y contabilidad de la Universidad de Fordham. Desde el año 2004, el Sr. Zipp es parte de GE, habiendo ocupado distintos puestos en la compañía y habiendo sido parte de grandes transacciones globales. Actualmente es Vicepresidente Senior responsable de liderar equipos transaccionales que implementan y administran inversiones en energía ejecutadas por *GE Energy Financial Services*. Su domicilio es Leandro Alem 882, piso 13, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Srta. *Gabriela Dietrich*, Pasaporte N° GA722132, es licenciada en administración de empresas egresada de la *Fundação Getulio Vargas* – Brasil con una especialización en servicios bancarios y financieros cursada en la *New York University*. La Srta. Dietrich se unió a General Electric en 2011 y ha coordinado el desarrollo y ejecución de la transacción estratégica en *project finance* dentro de las unidades de Energía, O&G y transporte en Brasil. Actualmente es responsable de supervisar los esfuerzos en el mercado de capitales a los fines de levantar capital de terceros y administrar los porfolios dentro de Latinoamérica. Previamente a esta actividad, la Srta. Dietrich trabajó en ABN AMRO y Santander en el sector de banca de inversión. Su domicilio es Leandro Alem 882, piso 13, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Santiago Sacerdote*, DNI N° 24.424.605, CUIL N° 20-24424605-3, es Ingeniero Industrial egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), y realizó un Master en Ciencias Políticas en la Universidad Francisco de Vitoria en Madrid, España. En la actualidad se desempeña como Gerente Ejecutivo del Negocio de Nuevas Energías en YPF S.A., y ha sido por 7 años CEO/Gerente General de la empresa Y-TEC, brazo tecnológico de YPF en asociación con el Consejo Nacional de Ciencia y Técnica (CONICET). Previamente ha tenido una extensa experiencia en posiciones vinculadas a la gestión de la innovación, la tecnología y el desarrollo de negocios, como Vicepresidente de Asuntos Tecnológicos del CONICET, Director de Programas y Servicios de la Unión Industrial Argentina y consultor de Estrategia para empresas líderes de la región. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Nicolás Mesa*, DNI N° 31.617.879, CUIL N° 20-31617879-1, es Licenciado en Economía graduado de la Universidad Católica Argentina. Asimismo, cuenta con una maestría en Evaluación de Proyecto de Inversión de la Universidad del CEMA e ITBA. Actualmente es Gerente de Estructuración Financiera de YPF S.A. También ocupa los cargos de Director Titular en Central Térmica Ensenada Barragán, Director Suplente en Compañía Mega y Refinor.

El Sr. *Edward Chao*, Pasaporte N° 552029150, tiene un grado en artes, especialización en ciencias de la computación por la Universidad de Cornell, y un Master en Negocios por la Universidad de Michigan. Desde el año 2006 se desempeña en GE Energy Financial Services, siendo actualmente el Vicepresidente Senior, habiendo ocupado los cargos de Vicepresidente, Asistente del Vicepresidente y Asociado. En el pasado ha tenido experiencia en el Banco Mundial desde 2005 a 2006 como consultor de corto plazo, en Siebel Systems desde 1999 a 2003 como Gerente de Línea de Producto, y en Meryll Lynch&Co. Como analista.

Reuniones de Directorio

La convocatoria a las reuniones deberá ser realizada por el Presidente del directorio a la totalidad de los directores así como a los síndicos de la Sociedad indicando la agenda propuesta y el día, hora y lugar de la reunión, así como el orden del día a tratarse, mediante correo electrónico con una anticipación no menor a 7 días hábiles, para cuyo caso se computarán como día hábil el día en que se realiza la convocatoria y el día de la reunión de directorio, salvo acuerdo unánime de los directores.

Salvo acuerdo de la mayoría de los directores titulares, el directorio deberá reunirse en forma mensual en el lugar que el Presidente del directorio lo determine.

El directorio sesiona con la mayoría absoluta de los miembros que lo componen, presentes o comunicados por conferencia telefónica o video conferencia o cualquier otro medio de comunicación que permita a los participantes escucharse mutuamente (conforme lo autoriza el artículo decimotercero de los Estatutos Sociales), y toma resoluciones por mayoría de votos presentes o comunicados a través de los medios de transmisión referidos. Cuando las reuniones de directorio se celebran con la participación de sus miembros a distancia, se deja constancia de sus nombres en el acta respectiva, expidiéndose la comisión fiscalizadora respecto de la regularidad de las decisiones adoptadas. En caso de empate, el presidente no tendrá voto de desempate, salvo el caso previsto en el artículo sexto de los Estatutos Sociales.

Mientras la Clase A de Acciones represente al menos el 24,5% del capital social de la Sociedad, dicha Clase tendrá el derecho de designar al presidente del directorio, y mientras la Clase B de Acciones represente al menos el 24,5% del capital social dicha clase tendrá el derecho de designar al vicepresidente del directorio.

Asimismo, los Directores designados por una clase de acciones podrán ser removidos en cualquier momento por decisión de la clase de acciones que lo haya elegido.

De acuerdo con lo establecido por el artículo 59 de la Ley General de Sociedades, los directores tienen la obligación de obrar con lealtad y con la diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores que faltaren a

sus obligaciones serán responsables hacia la Sociedad, los accionistas y los terceros, ilimitada y solidariamente, por los daños y perjuicios que resultaren de su acción u omisión de conformidad con lo establecido en el artículo 274 de la Ley General de Sociedades.

Sin perjuicio de lo dispuesto por la Resolución General N° 830/2020, el artículo décimo tercero permite la participación de directores a distancia.

Gerencia de Primera Línea

La gerencia de primera línea de la Sociedad tiene a su cargo la ejecución de los objetivos fijados por la Sociedad. El siguiente cuadro detalla los cargos gerenciales de primera línea de la Sociedad:

Nombre	Cargo	Antigüedad en YPF Luz *
Héctor Martín Mandarano	Chief Executive Officer	Marzo 2018
Santiago Matías Sajaroff	Chief Operations Officer	Marzo 2018
Sebastián Pablo Torres	Chief Compliance Officer	Mayo 2018
Pedro Luis Kearney	Chief Financial Officer	Abril 2024
Carlos Ariosa	Gerente de Servicios Jurídicos	Abril 2021
Alejandro Avayú	Gerente de Servicios Transversales	Marzo 2018
Gabriel Ábalos	Gerente de Finanzas	Abril 2018
Jorge Esteban Ravlich	Gerente de Negocio Eléctrico	Marzo 2018
Carlos Mafia del Castillo	Gerente Innovación y Tecnología	Febrero 2019
Paola Gardella	Gerente de Administración	Octubre 2020
Mariana Iribarne	Gerente de Relaciones Institucionales y Sostenibilidad	Junio 2018
Gonzalo Gastón Seijo	Gerente de Ingeniería Proyectos y Obras	Octubre 2021
Gisela Fanciotti	Gerente de Personas y Cultura	Agosto 2013

(*) Fecha de ingreso y/o cesión de contrato de trabajo a YPF Luz.

A continuación, se indica, con respecto a los gerentes de primera línea cuyos antecedentes no se detallan en “Directores Titulares y Suplentes – Carácter de Independencia” de este Prospecto, los principales antecedentes profesionales, los Órganos de Administración y/o de Fiscalización de otras empresas a los cuales pertenecen, en su caso, y si tienen contratos de trabajo con la Compañía:

El Sr. *Héctor Martín Mandarano*, DNI N° 22.867.397, CUIL N° 20-22867397-9, obtuvo el título de ingeniero eléctrico de la Universidad Tecnología Nacional en Buenos Aires, posee un máster en Bussiness Administration del IAE y una maestría en Administración del MEM del Instituto Tecnológico Buenos Aires. Ha desempeñado diferentes funciones en el sector eléctrico y energético argentino, participando en estudios de sistemas de potencia y operación de redes de alta tensión en SACME (1997-2000), despacho, movimiento de energía en Pérez Companc (2000-2002), se desempeñó asimismo como Gerente de División de Negocios de Electricidad en Petrobras Energía S.A. entre 2002-2011, Director de Central Térmica Manuel Belgrano y San Martin, entre 2002 y 2011, Director Titular y Gerente General de Enecor (2007-2011), Miembro Comisión Directiva de AGEERA (2007/2011); y Director Titular de Distrilec (EDESUR) S.A. (2001/2011). Se incorporó a YPF en 2011, desempeñándose como Gerente de Negocio Eléctrico, hasta el año 2016, que asumió la posición de Gerente Ejecutivo del Negocio Eléctrico y Renovables. Asimismo, se ha desempeñado como Gerente General de la Compañía desde el año 2013, Director en Metrogas entre 2014-2016 y actualmente se desempeña como

Presidente del Directorio de Central Dock Sud desde el año 2012. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Santiago Matías Sajaroff*, DNI N° 22.860.720, CUIL N° 20-22860720-8, obtuvo el Título de Ingeniero Electricista en la Universidad Tecnológica Nacional, un Magister en Administración del Mercado Eléctrico en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires y una Maestría en Administración de Empresas (MBA) en la Pontificia Universidad Católica Argentina. En YPF se desempeñó como Gerente Comercial de CDS, Gerente Comercial del Negocio Eléctrico de la Vicepresidencia de Gas y Energía de YPF, luego como Gerente de Gestión Técnica, Proyectos y Construcciones del Negocio Eléctrico de la Vicepresidencia de Gas y Energía de YPF, luego como Gerente de Gestión Técnica, Proyectos y Construcciones de YPF LUZ y desde mayo de 2018 como Chief Operations Officer de YPF LUZ, posición que lidera todas las operaciones de la compañía y todo el personal de supervisión de construcción de los proyectos en curso. Además, desde el año 2016 se ha desempeñado como Director Suplente, luego Director Titular y luego Vicepresidente de CDS. Desde noviembre de 2019 el Sr. Sajaroff ha sido electo como presidente de la Cámara Argentina de Energías Renovables, "CADER", por un período de 2 años. Previo a YPF el Sr. Sajaroff se desempeñó como Jefe de Operaciones de CDS durante 10 años y anteriormente en otras posiciones en la misma empresa. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Sebastián Pablo Torres*, DNI N° 23.178.194, CUIL N° 20-23178194-4, obtuvo el Título de Abogado en la Universidad de Morón, una maestría en Derecho Comercial y de los Negocios de la Universidad de Buenos Aires y un Programa Ejecutivo en Energy Business Management de la Pontificia Universidad Católica Argentina. Previo a su incorporación a YPF Energía Eléctrica S.A. en Mayo de 2018, se desempeñó en General Electric Inc. (GE) desde el año 2001 en diferentes posiciones en las áreas de Compliance y Legales en Argentina y en el exterior, incluyendo (i) Gerente de Legales y Compliance en GE Capital Argentina, (ii) Gerente de M&A Compliance Centroamérica en GE Global Banking con base en Costa Rica, (iii) Chief Compliance Officer (CCO) América Latina en GE Global Operations Finance y (iv) Gerente Ejecutivo de Compliance América Latina en GE Global Law & Policy. Desde mayo de 2018 se desempeña como Gerente Ejecutivo de Compliance (CCO) de la Compañía. En adición ello, a partir de enero de 2019 ha incorporado a su área de responsabilidad la Gerencia de Auditoría Interna de la Compañía. Asimismo, desde 2018 se desempeña como Director Suplente de Central Dock Sud. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Pedro Luis Kearney*, DNI N° 29.502.789, CUIL N°20-29502789-5, es contador público de la Universidad Católica Argentina y cuenta con un MBA de la Universidad Torcuato Di Tella. Ha desarrollado su carrera en diferentes áreas y funciones de recursos humanos, planificación y control y finanzas. Ingresó a YPF en 2003 en la Gerencia de Recursos Humanos, donde ocupó diferentes posiciones asociadas a presupuesto, control y organización, tanto en Buenos Aires como en Madrid, donde realizó una expatriación de 3 años para Repsol. Posteriormente en YPF, se desempeñó en funciones de Planeamiento y Control de Gestión, donde llegó a ocupar el rol de Controller del negocio del Downstream. Antes de sumarse a YPF Luz y desde el año 2020, ocupaba el puesto de Gerente Ejecutivo de Planeamiento y Finanzas en YPF, donde tenía a cargo de las funciones de Planeamiento Estratégico, Control de Gestión, Estructuración financiera, Mesa de Dinero y Relación con Inversores. Adicionalmente, desde el año 2022 y a la actualidad, formaba parte del Directorio de YPF Luz. En la actualidad es Chief Financial Officer de la Sociedad. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Con fecha 3 de abril de 2024, el Sr. Kearney fue designado como *Chief Financial Officer* (Véase ID N° 3175264) a partir del 1° de abril de 2024.

El Sr. *Carlos Dionisio Maria Ariosa*, DNI 17.358.316, CUIL N° 20-17358316-9, A. El Sr. Ariosa se desempeña desde abril 2021 como Gerente de Servicios Jurídicos de la Compañía y Director titular de Central Dock Sud desde el mes de mayo de 2022. Antes de unirse a la Compañía, se desempeñó durante 10 años como Gerente de Asuntos Legales en Edenor S.A., y previo a ello como Director de Asuntos Legales de Transportadora de Gas del Sur S.A. y Gerente de Legales de Gas y Energía de Petrobras Energía S.A. El Sr. Ariosa es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina en mayo de 1992 y durante los últimos 25 años fue síndico titular en diversas empresas de energía, entre otras, Edesur S.A., Transener S.A., Compañía Mega S.A., Transportadora de Gas del Sur S.A. y Sacme S.A. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Alejandro Avayú*, DNI N° 21.795.711, CUIL N° 20-21795711-8, obtuvo el título de contador público en la Universidad de Buenos Aires, así como un MBA en la Universidad Católica Boliviana, en acuerdo con Harvard

University, y un Posgrado en Management de Negocios en el IAE. En el año 1997 ingresó a YPF, trabajando en Bolivia, Irán, Dubái e Irak, como finance controller y financial advisor. A partir de 2013 y hasta 2017 se desempeñó como Gerente de Administración de Sociedades Comercializadoras de YPF. En agosto de 2017 fue nombrado Gerente de Compras y Abastecimientos en YPF LUZ. Posteriormente, en diciembre de 2020, fue nombrado Gerente de Recursos Humanos de YPF LUZ. Desde febrero de 2024, ejerce como Gerente de Servicios Transversales. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Jorge Esteban Ravlich*, DNI N° 25.263.051, CUIL N° 20-25263051-2, obtuvo los títulos de contador público y especialización financiera en la Universidad de Buenos Aires. Asimismo, posee un EMBA del IAE. Inició su carrera profesional en 1997 en las empresas Pérez Companc S.A., Petrobras Argentina S.A. y Pampa Energía S.A. Participó como director en diferentes compañías y en cámaras sectoriales, a saber: Director Titular en Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (2012 / 2017); Director Titular en Termoeléctrica San Martín S.A. (2012 / 2017); Director Titular en WEBSA S.A. (2012 / 2107); Director Titular y Gerente General Enecor (2008/2017); Miembro Comisión Directiva de AGEERA (2008/2017); Miembro Comisión Directiva de ATEERA (2008/2013) y Director Titular de Distrilec S.A. (2012/2013). En el año 2017 fue nombrado Gerente Planificación Estratégica y Desarrollo de la Compañía. Actualmente se desempeña como Gerente de Negocio Eléctrico. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Carlos Maffa del Castillo*, DNI N° 30.219.831, CUIL N° 20-30219831-5, obtuvo el título de Ingeniero Industrial en la Universidad de Buenos Aires, un Postgrado en Management Estratégico en la Universidad de Belgrano, y un Executive MBA en el IAE. Inicio su carrera profesional en 2005 en Edenor, pasando por Duke Energy y Energy Consulting Services. Ingreso en la compañía en febrero de 2019 para trabajar en la Gerencia Comercial como Jefe de Modelos y Estudios y luego como Jefe de Planificación Estratégica en la Gerencia de Negocio Eléctrico. En enero de 2021, comenzó a desempeñarse como Gerente Comercial de Central Térmica Dock Sud y Participadas. Desde febrero 2023, se desempeña como Gerente de Innovación y Tecnología. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Sra. *Mariana Iribarne* DNI 21.925.358, CUIL N° 27.21925358-9, es Licenciada en Ciencias Políticas y Economía de la Universidad de Wake Forest, Carolina del Norte, EEUU, con una Maestría en Administración Pública de la Universidad de Columbia, Nueva York, EEUU. Inició su carrera en 1995 en el Ministerio de Economía como consultora en la Dirección Nacional de Inversión Pública. Entre 1997 y 2004 fue Asesora Económica en la Embajada de Australia y entre 2004 y 2008 fue Asesora Económica y Comercial de la Unión Europea en Argentina. En 2008 asumió como Gerente de Asuntos Corporativos de Intel Cono Sur, y entre 2012 y 2017 se desempeñó como Gerente de Asuntos Públicos en General Electric Argentina, dando soporte a todos los negocios de esa compañía. Entre 2017 y 2018 fue Gerente de Asuntos Públicos de Visa en Cono Sur. Mariana se sumó a YPF Luz en junio de 2018. En junio de 2018 ingresó a YPF LUZ como Gerente de Relaciones Institucionales. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Gonzalo Gastón Seijo*, DNI N° 23.866.922, CUIL N° 20-23866922-8, obtuvo el Título de Ingeniero Electrónico, en la Universidad Nacional de Tucumán y cursó la Maestría Interdisciplinaria en Energía del CEARE de la Universidad de Buenos Aires Argentina. Entre otros cargos se desempeñó en YPF como Ingeniero de Proyectos en refinería Lujan de Cuyo, Jefe de Mantenimiento de Instrumentación y Control en refinería La Plata, Jefe de Proyecto del Nuevo Coque A en la Dirección de Ingeniería. Posteriormente se incorporó a la firma YPF Luz como Jefe de Proyecto participando del ciclo combinado de El Bracho y en Cogeneración La Plata. Posteriormente se desempeñó como Gerente de Construcciones de la Sociedad, hasta su designación como Gerente de Ingeniería Proyectos y Obras el 1 de octubre de 2021. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Sra *Gisela Elisa Fanciotti*, DNI N° 29.338.612, CUIL N° 27-29.338.612-4, obtuvo el título de Licenciada en Psicología de la Universidad Nacional de Tucumán, posee una Especialización de posgrado en Gestión estratégica de Recursos Humanos de la Universidad de San Andrés. Ha desempeñado diferentes funciones en el sector energético desempeñándose como HRBP en Gasmart (2007-2011), comercializadora de Gas para el Noroeste Argentino, perteneciente al grupo GASNOR y luego en misma posición en Pluspetrol Energy (2011-2013) para luego continuar su desarrollo dentro de YPF Energía Eléctrica en sus roles de HRPB para la planta ubicada en El Bracho, Tucumán hasta 2017, año en el cuál asume el rol de Referente en Formación y Desarrollo hasta el año 2021. Posteriormente continúa como Gerente de Centro de Expertise en Personas y Cultura, teniendo bajo su

órbita el diseño y la gestión de los procesos del área para toda la Compañía. Actualmente se desarrolla como Gerente de Personas y Cultura en la misma Empresa. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Sra. *Paola Julieta Gardella*, DNI N° 25.476.060, CUIL N° 27-25476060-4, obtuvo el Título de Contadora Pública en la Universidad Católica Argentina. Inició su carrera profesional en el año 1998 dentro de la ex firma “Arthur Andersen”, en la cual se desempeñó en el área de auditoría externa de compañías de primera línea de la industria de Energía. En el año 2003 ingresó a Petrobras Argentina S.A. ocupando posiciones de liderazgo de la Gerencia de Administración en las áreas de Contabilidad Corporativa y Reporting, a cargo de la administración de las sociedades vinculadas del grupo en Argentina y en el exterior. Luego se ha desempeñado como Financial Controller y Gerente de Administración y Finanzas en el Grupo de Oil & Gas President Energy, con sede en Londres (Reino Unido). Desde octubre 2020 se desempeña como Gerente de Administración de YPF LUZ a cargo de las áreas de Contabilidad, Reporting, Facturación, Cobranzas, Cuentas a Pagar y Control Interno. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Gabriel E. Ábalos*, DNI N° 23.960.472, CUIL N° 20-23960472-3, obtuvo el Título de Contador Público, en la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires, y un Certificado de Analista Financiero Internacional (*Certified International Investment Analyst*) emitido por ACIIA – The Association of Certified International Investment Analysts®. Inició su carrera profesional en el año 1997 dentro de la ex firma “Arthur Andersen”, en la cual se desempeñó dentro del área de auditoría de entidades financieras. En el año 2003 ingresó a YPF donde ocupó varias posiciones en las áreas de contabilidad y reporting para luego ser nombrado como Gerente de Relación con Inversores y Responsable de Relaciones con el Mercado. En el año 2013 fue nombrado Gerente de Finanzas Corporativas, posición que ocupó hasta incorporarse a YPF LUZ en el año 2018 como Gerente de Finanzas. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Funcionarios ejecutivos

Mientras la Clase A de Acciones represente al menos el 24,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad, dicha Clase tendrá el derecho de proponer al Gerente General (CEO) y al Gerente de Operaciones (COO) de la Sociedad y de sus subsidiarias, debiendo la Clase B aprobar a quienes se desempeñarán en tales cargos entre los candidatos propuestos.

Mientras la Clase B de Acciones represente al menos el 24,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad, dicha Clase tendrá el derecho de proponer al Gerente Financiero (CFO) y al Gerente de Compliance (CCO) de la Sociedad y de sus subsidiarias, debiendo la Clase A aprobar a quienes se desempeñarán en tales cargos entre los candidatos propuestos.

La Comisión Fiscalizadora

La fiscalización de la Sociedad será ejercida por una Comisión Fiscalizadora compuesta por 3 síndicos titulares y 3 síndicos suplentes. Los síndicos duran un año en sus funciones y podrán ser reelegidos indefinidamente.

De acuerdo a lo establecido en el artículo decimoquinto de los Estatutos Sociales y en las normas legales vigentes, la fiscalización de la Sociedad será ejercida por una comisión fiscalizadora compuesta por 3 síndicos titulares y 3 síndicos suplentes. Los síndicos duran un año en sus funciones y podrán ser reelegidos indefinidamente. De acuerdo a la Ley General de Sociedades, solamente pueden ser síndicos abogados o contadores públicos, con título habilitante, o sociedades con responsabilidad solidaria constituida exclusivamente por estos profesionales.

Las principales responsabilidades de la comisión fiscalizadora de la Sociedad son fiscalizar el cumplimiento por parte de la Sociedad de la Ley General de Sociedades y demás normas aplicables, de los Estatutos Sociales y de las resoluciones adoptadas por los accionistas. Entre sus funciones se incluyen, entre otras: (i) supervisar e inspeccionar los libros y registros corporativos cuando lo estime necesario, pero al menos trimestralmente; (ii) asistir a las reuniones de directores y asambleas de accionistas; (iii) elaborar un informe anual relativo a la situación económica de la Sociedad y someterlo a consideración de los accionistas en la asamblea anual ordinaria; (iv) convocar una asamblea extraordinaria de accionistas cuando se estime necesario, por iniciativa propia o por solicitud de los accionistas, o una asamblea ordinaria cuando el directorio de la Sociedad no la convoque; (v) supervisar y controlar el cumplimiento por la Sociedad de las leyes y normas, el estatuto y las

resoluciones de los accionistas; y (vi) examinar los reclamos por escrito de los accionistas que representen al menos el 2% del capital social.

Los miembros de la Comisión Fiscalizadora serán designados de la siguiente forma:

- la Clase A de Accionistas tendrá derecho a designar 2 miembros titulares y 2 miembros suplentes y designará al presidente de la Comisión Fiscalizadora; y
- la Clase B de Acciones tendrá derecho a designar 1 miembro titular y 1 miembro suplente y designará al vicepresidente de la Comisión Fiscalizadora.

En caso de que las Clases A y B representen, cada una de ellas, el 50% del capital social ordinario con derecho a voto de la Sociedad, entonces

- la Clase A tendrá derecho a designar 1 síndico titular y 1 síndico suplente;
- la Clase B tendrá derecho a designar 1 síndico titular y 1 síndico suplente; y
- ambas clases en conjunto designarán en forma conjunta 1 síndico titular y 1 síndico suplente. En este último caso el presidente y vicepresidente de la Comisión Fiscalizadora serán designados anualmente y en forma alternada por la Clase A y la Clase B.

Asimismo, si la Clase A de accionista llegase a representar más del 87,5% del capital social ordinario con derecho a voto de la Sociedad, entonces dicha Clase tendrá el derecho de designar 3 síndicos titulares y 3 síndicos suplentes, además del derecho a designar al presidente y al vicepresidente de la Comisión Fiscalizadora.

En caso de ausencia o vacancia por cualquier causa de un síndico titular, éste será reemplazado en forma automática, o en cualquier caso en la primera reunión de la Comisión Fiscalizadora siguiente por un síndico suplente o un nuevo síndico titular elegido por los accionistas de la misma clase que designó al síndico titular que se encuentre ausente o haya cesado en su cargo.

La Comisión Fiscalizadora sesiona con la presencia y voto de al menos dos de sus miembros, haciendo constar sus resoluciones en un libro de actas. Si hubiera un miembro de la Comisión Fiscalizadora disidente podrá fundar su voto y tendrá los derechos, atribuciones y deberes del artículo 294 de la Ley 19.550 y sus modificatorias.

A continuación, se detalla la composición de la comisión fiscalizadora de YPF Luz y la fecha en la cual sus integrantes fueron originalmente designados para cumplir funciones como tales:

Nombre	Cargo	Clase	Mandato	
			Desde	Hasta
Luis Rodolfo Bullrich	Síndico Titular	Clase A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2024
Marcela Inés Anchava	Síndico Titular	Clase A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2024
Santiago Carregal	Síndico Titular	Clase B	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2024
Nicolás Perkins	Síndico Suplente	Clase A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2024
Francisco Muruzeta	Síndico Suplente	Clase A	29 de abril de 2024	31 de diciembre de 2024

Todos los miembros de la comisión fiscalizadora son independientes en virtud de las disposiciones de las Resoluciones Técnicas emitidas por la FACPCE y, por consiguiente, en virtud de las Normas de la CNV.

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales de los miembros de la comisión Fiscalizadora de la Emisora y los órganos de administración y/o de fiscalización de otras empresas a los cuales pertenecen en su caso:

El Sr. *Luis Rodolfo Bullrich*, DNI N° 14.886.217, C.U.I.T. N° 20-14886217-7, es abogado, por la Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires con un posgrado en economía dictado por el ESEADE en la Cámara Argentina de Comercio. Miembro del Colegio Público de la Capital Federal. Reconocido como Leading Individual por la publicación internacional Chambers & Partners, The Client's Guide, 2016 en el área Dispute Resolution. Desde el año 2001 es socio de Nicholson y Cano, a cargo del departamento de Arbitrajes y Litigios. Asesora en temas judiciales a empresas tales como YPF, HSBC, ICBC, The Bank of Tokyo, Sancor, Ledesma, QBE, Zurich, Schlumberger, Mitsubishi y Panasonic, entre otros clientes corporativos. Su domicilio es San Martín 140, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Srta. *Marcela Inés Anchava*, DNI N° 20.537.768, CUIT N° 27.20537768-4, es abogada, egresada cum laude de la Universidad de Buenos Aires. Ha sido socia del estudio Cárdenas y es socia del estudio Nicholson y Cano Abogados desde 2013. Sus áreas de especialidad son la corporativa y la defensa de la competencia. Es síndico de varias sociedades del grupo YPF. Su domicilio es San Martín 140, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Santiago Carregal*, DNI N° 14.062.395, CUIL N° 20-14062395-5, es abogado, egresado de la Universidad de Buenos Aires, obtuvo un máster en Derecho en la University of Illinois, EE.UU. Se ha desempeñado como asociado extranjero de la firma Shearman & Sterling, en New York, fue Vice-President and Assistant General Counsel del JP Morgan, sucursal Buenos Aires, y socio de la firma Carregal & Funes de Rioja. Actualmente, es el Presidente de Marval, O'Farrell & Mairal y lidera el departamento de bancos y finanzas. Es miembro del Comité de Abogados de Bancos de la República Argentina, y es profesor de posgrado en la Universidad de Buenos Aires, la Universidad Austral y la Universidad Católica Argentina. Su domicilio especial es Av. Leandro N. Alem 882, piso 13°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Nicolás Perkins*, DNI N° 23.277.013, CUIT N° 23-23277013-9, es abogado, egresado de la Pontificia Universidad Católica Argentina, con un máster in Comparative Jurisprudence de New York University School of Law y un Executive máster in Business Administration del IAE Business School (Magna cum Laude). Es socio del estudio Nicholson y Cano Abogados con principal foco en Derecho Comercial y de los Recursos Naturales. Fue director y miembro del Comité de Auditoría de Petrobras Energía S.A. (2004-2007) y actualmente es director de la Sociedad Anónima Importadora y Exportadora de la Patagonia (La Anónima) (2016 – en adelante) entre otras varias sociedades. Su domicilio es San Martín 140, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Francisco Muruzeta*, DNI N° 24.337.249, CUIL N° 20-24337249-7, es abogado, egresado de la Pontificia Universidad Católica Argentina. Es socio del estudio Nicholson y Cano Abogados con principal foco en Derecho Corporativo y de Defensa de la Competencia. Su domicilio es San Martín 140, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Sr. *Diego Agustín Chighizola*, DNI N° 26.133.615, CUIL N° 20-26133615-5, es Abogado, egresado de la Universidad Católica Argentina, obtuvo una Maestría en Derecho de la School of Law, Columbia University y una Maestría en Finanzas de la Universidad del CEMA. Se ha desempeñado como asociado extranjero en Cleary, Gottlieb, Steen & Hamilton, New York. Actualmente, es socio de Marval, O'Farrell & Mairal y se especializa en bancos y finanzas, mercado de capitales, fusiones y adquisiciones, y desarrollo y financiamiento de proyectos inmobiliarios. Es profesor de Derecho de los Negocios en la carrera de Abogacía de la Universidad de San Andrés y dicta cursos en la Universidad del CEMA y en la Universidad Austral. Su domicilio especial es Av. Leandro N. Alem 882, piso 13°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Comité de Auditoria

De acuerdo con el artículo 109 de la Ley de Mercado de Capitales, únicamente las sociedades que realicen oferta pública de sus acciones deberán constituir un comité de auditoría. En consecuencia, la Sociedad no está obligada a crear un comité de auditoría hasta tanto sus acciones no se encuentren admitidas al régimen de oferta pública.

Asesores legales

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

La Sociedad no cuenta con asesores contables, impositivos y financieros, sin perjuicio de los establecido en *“Datos Sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros Del Órgano De Fiscalización”* de este Prospecto.

Audidores

Los Estados Financieros Consolidados Auditados de la Sociedad correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 fueron auditados por el Sr. Diego O. De Vivo DNI N° 21.552.635, CUIT 20-21552635-7, socio de la firma Deloitte & Co. S. A., CUIT 30-52612491-6.

Estados Financieros Consolidados al	Firmado por	Estudio contable	Domicilio	Matriculado en
31 de diciembre de 2023	Diego O. De Vivo	Deloitte & Co. S.A.	Della Paolera 261-4° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 223, Folio 190
31 de diciembre de 2022	Diego O. De Vivo	Deloitte & Co. S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 223, Folio 190
31 de diciembre de 2021	Diego O. De Vivo	Deloitte & Co. S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 223, Folio 190

La Asamblea General Ordinaria y Especial celebrada en fecha 29 de abril de 2024 resolvió aprobar la designación del estudio Deloitte & Co S.A. como auditor contable externo para el ejercicio 2024, dejándose constancia de que el Sr. Diego O. De Vivo será el Auditor titular, y el Sr. Fernando Gabriel del Pozo será el Auditor Suplente.

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 que contienen las secciones “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Resumen de Información Contable y operativa seleccionada*” y “*Análisis y explicaciones de la Dirección sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones*”, en otra parte de este Prospecto.

La información financiera incluida en esta sección corresponde a nuestros estados financieros consolidados auditados por los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021. Esta información debe leerse juntamente con nuestros estados financieros consolidados auditados por los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 (los “Estados Financieros Consolidados Auditados”), que están publicados en la AIF bajo el ID N° 3161500, ID N° 3013416 y el ID N°2860415, respectivamente, los cuales son incorporados por referencia al presente Prospecto.

Nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados han sido preparados de acuerdo con las NIIF. La adopción de la totalidad de las NIIF, tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (el “IASB”) fue resuelta por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la FACPCE y por las Normas de la CNV.

Síntesis de resultados

Información de los Estados consolidados de resultados integrales

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	(Cifras expresadas en miles de pesos, excepto por la información por acción que se expresa en pesos)		
Ingresos por ventas	156.557.273	63.495.872	42.022.697
Costos de producción	<u>(77.769.765)</u>	<u>(27.409.025)</u>	<u>(20.076.631)</u>
Resultado bruto	78.787.508	36.086.847	21.946.066
Gastos de administración y comercialización	(16.516.879)	(4.956.421)	(2.745.536)
Resultado por adquisición de participación en sociedades	14.513.263	-	-
Otros resultados operativos, netos	15.606.239	7.159.423	2.163.167
Resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo	<u>(12.004.200)</u>	<u>(5.985.965)</u>	<u>-</u>
Resultado operativo	80.385.931	32.303.884	21.363.697
Resultado por participación en sociedades	(123.186)	(1.075.956)	(249.803)
Resultados financieros, netos			
- Ingresos financieros	150.678.481	15.477.383	5.984.687
- Costos financieros	<u>(168.021.323)</u>	<u>(27.717.322)</u>	<u>(12.731.772)</u>
Resultados financieros, netos	<u>(17.342.842)</u>	<u>(12.239.939)</u>	<u>(6.747.085)</u>
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	62.919.903	18.987.989	14.366.809
Impuesto a las ganancias	<u>(78.434.926)</u>	<u>(1.467.996)</u>	<u>(8.048.674)</u>
Resultado neto del ejercicio	(15.515.023)	17.519.993	6.318.135
Otros resultados integrales			
<i>Conceptos que no pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:</i>			
Diferencia de conversión	716.636.441	74.879.964	16.034.582
<i>Conceptos que pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:</i>			
Resultados por posición monetaria neta de los negocios conjuntos	(17.845.674)	6.950.164	2.756.042
Diferencia de conversión de los negocios conjuntos	13.242.291	(5.318.538)	(1.188.506)
Cambios en el valor razonable de instrumentos derivados, netos del efecto impositivo ⁽¹⁾	-	8.589	64.398
Otros resultados integrales del ejercicio	<u>712.033.058</u>	<u>76.520.179</u>	<u>17.666.516</u>
Resultado integral total del ejercicio	<u>696.518.035</u>	<u>94.040.172</u>	<u>23.984.651</u>
Resultado del ejercicio atribuible a los propietarios de la Sociedad	<u>(7.253.075)</u>	<u>17.519.993</u>	<u>6.318.135</u>
Resultado del ejercicio atribuible a la participación no controlante	(8.261.948)	-	-
Resultado integral del ejercicio atribuible a los propietarios de la Sociedad	620.765.607	94.040.172	23.984.651
Resultado integral total del ejercicio atribuible a la participación no controlante	75.75.752.428	-	-
Resultado neto por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad:			
- Básico y Diluido (ARS)	<u>(1,936)</u>	<u>4,676</u>	<u>1,686</u>

Resultado integral del ejercicio atribuible a los propietarios de la Sociedad	<u>620.765.607</u>	<u>94.040.172</u>	<u>23.984.651</u>
--	--------------------	-------------------	-------------------

(1) Neto del impuesto a las ganancias relacionado por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 por (2.675).

Datos de los Estados Consolidados de Situación Financiera

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
ACTIVO	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	1.621.077.322	300.299.387	172.666.612
Activos intangibles	6.571.765	1.392.701	505.655
Activos por derecho de uso	11.959.900	3.034.408	1.671.866
Inversiones en negocios conjuntos	8.488	13.206.314	7.332.158
Otros créditos	36.153.334	2.187.548	362.071
Activos por impuesto diferido, netos	20.067.172	5.463.534	1.228.603
Total del activo no corriente	1.695.837.981	325.583.892	183.766.965
Activo corriente			
Otros créditos	31.134.872	6.606.572	3.696.160
Créditos por ventas	91.704.654	24.925.020	11.219.351
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	9.605.278	2.107.579	944.879
Efectivo y equivalentes de efectivo	82.663.398	14.577.209	8.989.141
Total del activo corriente	215.108.202	48.216.380	24.849.531
TOTAL DEL ACTIVO	1.910.946.183	373.800.272	208.616.496
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	8.411.982	8.411.982	8.411.982
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	783.173.251	174.407.644	86.367.472
PATRIMONIO ATRIBUIBLE A LOS ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD CONTROLANTE	791.585.233	182.819.626	94.779.454
Participación no controlante	106.655.962	-	-
TOTAL DEL PATRIMONIO	898.241.195	182.819.626	94.779.454
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	2.328.427	553.108	308.693
Pasivos por impuesto diferido, netos	141.650.743	16.550.042	13.400.498
Pasivos por arrendamientos	5.415.987	1.919.202	1.063.309
Préstamos	575.907.818	125.739.303	65.853.903
Otros pasivos	3.397.027	-	-
Pasivos por contratos	16.664.765	-	-
Total del pasivo no corriente	745.364.767	144.761.655	80.626.403
Pasivo corriente			
Provisiones	8.026	-	-
Cargas fiscales	983.142	565.401	206.918
Impuesto a las ganancias a pagar	5.842.279	1.031.935	5.248.145
Remuneraciones y cargas sociales	9.402.306	1.775.293	985.975
Pasivos por arrendamientos	3.823.219	414.380	241.409
Préstamos	148.008.890	26.176.683	19.723.237
Otros pasivos financieros	-	-	7.064
Otros pasivos	624.579	-	-
Cuentas por pagar	98.647.780	16.255.299	6.797.891
Total del pasivo corriente	267.340.221	46.218.991	33.210.639
TOTAL DEL PASIVO	1.012.704.988	190.980.646	113.837.042
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	1.910.946.183	373.800.272	208.616.496

Estados Consolidados de cambios en el Patrimonio

(importes expresados en miles de pesos argentinos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Capital suscrito	3.747.070	3.747.070	3.747.070
Prima de emisión	4.604.483	4.604.483	4.604.483
Otras contribuciones de accionistas	60.429	60.429	60.429
Aportes de los propietarios	8.411.982	8.411.982	8.411.982
Reserva legal	35.639.099	7.819.444	4.531.656
Reserva para futuros dividendos	16.867.285	4.962.376	-
Reserva especial RG N° 609	858.181	188.290	109.121
Reserva para futuras inversiones	359.138.494	62.164.053	35.688.457
Reservas	412.503.059	75.134.163	40.329.234
Otros resultados integrales acumulados	356.716.302	75.602.667	39.327.484
Resultados acumulados	13.953.890	23.670.814	6.710.754
Patrimonio atribuible a los Accionistas de la controlante	791.585.233	182.819.626	94.779.454
Participación no controlante	106.655.962	-	-
Total	898.241.195	182.819.626	94.779.454

Otros indicadores

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
EBITDA NORMALIZADO (1)	119.830.411	51.222.171	30.282.899
Margen sobre EBITDA NORMALIZADO (2)	76,5%	80,7%	72,1%

(1) Calculamos el EBITDA NORMALIZADO excluyendo de nuestro resultado neto las depreciaciones de propiedades, planta y equipo y de activos por derecho de uso, las amortizaciones de activos intangibles, el resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo, el resultado por adquisición de participación en sociedades, los resultados financieros, netos y el cargo por impuesto a las ganancias. El EBITDA NORMALIZADO puede no ser comparable a otras medidas similares de otras compañías y tiene limitaciones como herramienta analítica y no debe considerarse de manera aislada o como un sustituto de análisis de nuestros resultados operativos según lo informado por las NIIF.

(2) El margen EBITDA NORMALIZADO se ha calculado dividiendo el EBITDA NORMALIZADO sobre los ingresos por ventas del ejercicio.

Conciliación de EBITDA NORMALIZADO

El EBITDA NORMALIZADO se calcula excluyendo del resultado neto del ejercicio las depreciaciones de propiedades, planta y equipo y de activos por derecho de uso, las amortizaciones de activos intangibles, el resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo, el resultado por adquisición de participación en sociedades, los resultados financieros, netos y el cargo por impuesto a las ganancias. Nuestra Dirección considera que el EBITDA NORMALIZADO es un dato significativo para los inversores porque es una de las principales medidas utilizada por nuestra Dirección para comparar nuestros resultados y eficiencia con aquellos de otras empresas productoras de energía. Asimismo, el EBITDA NORMALIZADO es una medida habitualmente informada y ampliamente utilizada por analistas, inversores y otras partes interesadas en la industria. El EBITDA NORMALIZADO no es una medida explícita del rendimiento financiero según las NIIF, y puede no ser comparable con mediciones con denominación similar que utilizan otras empresas. El EBITDA NORMALIZADO no debe considerarse como una alternativa al resultado operativo, como indicador de nuestro rendimiento operativo, o como una alternativa a las variaciones del efectivo generado por las actividades operativas como medida de nuestra liquidez.

El siguiente cuadro muestra, para cada uno de los ejercicios indicados, nuestro EBITDA NORMALIZADO conciliado con el resultado neto cada ejercicio:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
EBITDA NORMALIZADO	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Resultado neto del ejercicio	(15.515.023)	17.519.993	6.318.135
Resultados Financieros, Netos	17.342.842	12.239.939	6.747.085
Depreciación de propiedades, planta y equipo y activos por derecho a uso	41.999.184	13.973.901	9.139.772
Amortización de activos intangibles	77.545	34.377	29.233
Resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo	12.004.200	5.985.965	-
Resultado por adquisición de participación en sociedades	(14.513.263)	-	-
Impuesto a las ganancias	78.434.926	1.467.996	8.048.674
EBITDA NORMALIZADO	119.830.411	51.222.171	30.282.899

Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro muestra nuestra deuda, patrimonio y capitalización total al 31 de diciembre de 2023. Este cuadro debe leerse junto con nuestros estados financieros consolidados auditados y las notas a los mismos incluidas en el Prospecto.

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de
	2023
	(Cifras expresadas en miles de pesos)
Préstamos corrientes	148.008.890
Préstamos no corrientes	575.907.818
Total Préstamos ⁽²⁾	723.916.708
Total Patrimonio	898.241.195
Total Capitalización ⁽¹⁾	1.622.157.903

⁽¹⁾Corresponde a la suma de préstamos corrientes, préstamos no corrientes y el patrimonio

⁽²⁾Al 31 de diciembre de 2023 corresponde 81.769.973 a préstamos garantizados.

El siguiente cuadro presenta algunos de nuestros datos operativos durante los ejercicios indicados.

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Factor de disponibilidad comercial* (%)			
Complejo Tucumán	84,6%	91,1%	81,6%
El Bracho TG	93,3%	95,5%	95,6%
El Bracho TV ⁽²⁾	94,8%	97,7%	96,1%
Loma Campana I	31,1%	73,2%	21,6%
Loma Campana II	21,1%	91,7%	87,0%
Loma Campana Este	100%	100%	100%
La Plata Cogeneración I	81,7%	59,3%	76,6%
Parque Eólico Manantiales Behr	95,6%	96,6%	97,0%
Central Dock Sud ⁽¹⁾	76,8%	75,9%	83,4%
La Plata Cogeneración II ⁽³⁾	111,6%	108%	103,3%
Parque Eólico Los Teros ⁽⁴⁾	95,5%	95,8%	92,8%
Motores Manantiales Behr ⁽⁵⁾	62%	65,9%	98,8%
Parque Eólico Cañadón León ⁽⁶⁾	98,3%	82,5%	-
Parque Solar Zonda I	87,1%	-	-
Generación Neta (GWh)			
Complejo Tucumán	1354,7	1518	3.239
El Bracho TG	1962,1	2035	1.989
El Bracho TV ⁽²⁾	1359	1415	1.403
Loma Campana I	282,5	661	200
Loma Campana II	146,4	542	348
Loma Campana Este	72,2	66	51
La Plata Cogeneración I	885,5	673	799
Parque Eólico Manantiales Behr	508,4	509	508
Central Dock Sud ⁽⁷⁾	3293,8	-	-
La Plata Cogeneración II ⁽³⁾	606	588	577
Parque Eólico Los Teros ⁽⁴⁾	754,5	797	674
Motores Manantiales Behr ⁽⁵⁾	329,7	381	181
Parque Eólico Cañadón León ⁽⁶⁾	547,6	512	20
Parque Solar Zonda I	158,4	-	-

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Total de ventas de energía	12.260,8	9.702	9.989
Central Dock Sud ⁽¹⁾	639,3	3.880	5.278
La Plata Cogeneración I (k Tn de vapor)	1572,2	1.225	1.459
La Plata Cogeneración II (k Tn de vapor)	1441,7	1.386	1.145
Total venta de vapor (k Tn vapor)	3013,9	2.611	2.604

(*) Se calcula como la capacidad remunerada/capacidad contratada.

(1) Generación por el 100% de la Central de lo cual previo a la adquisición de Inversora Dock Sud S.A.- Central Dock Sud S.A poseemos una participación indirecta del 30% de las acciones de Central Dock Sud. No incluye datos de generación en participaciones indirectas sobre la Central Térmica Vuelta de Obligado, Termoeléctrica San Martín y Termoeléctrica Manuel Belgrano

(2) Comenzó su operación comercial el 23 de octubre de 2020.

(3) Comenzó su operación comercial el 27 de octubre de 2020

(4) PELT I comenzó su operación comercial el 17 de septiembre de 2020 y PELT II comenzó su operación comercial el 14 de mayo de 2021.

(5) Comenzó su operación comercial el 27 de marzo de 2021.

(6) Comenzó su operación comercial el 22 de diciembre de 2021.

(7) Energía remunerada correspondiente al período comprendido desde el 1 de abril hasta el 31 de diciembre de 2023

Capital Social

Véase "Accionistas Principales" del presente Prospecto.

Cambios Significativos

Desde el 31 de diciembre de 2023 hasta la fecha de emisión de los Estados Financieros Consolidados Auditados, 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 33 de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA

La siguiente reseña se basa en los estados financieros de la Sociedad y sus respectivas notas incluidas en este Prospecto, como también en la información contenida en la sección Información clave sobre la Emisora, y por ende debe leerse junto con ella. Esta reseña incluye declaraciones sobre hechos futuros que conllevan riesgos e incertidumbres, tal como se describe en la sección “Declaraciones sobre Hechos Futuros”. Se recomienda a los posibles inversores leer los Factores de Riesgo que se exponen en este Prospecto para interiorizarse sobre factores importantes que podrían provocar que los resultados reales difieran significativamente de los resultados que se describen o se infieren de las declaraciones sobre hechos futuros contenidas en el Prospecto.

Panorama General

La actividad principal de YPF LUZ consiste en (i) la generación y comercialización de energía eléctrica a través de sus centrales térmicas, sus parques eólicos y su parque solar ubicados en las provincias de Tucumán, Neuquén, Chubut, Buenos Aires, Santa Cruz y San Juan; (ii) proyecto de construcción de un parque eólico en la provincia de Córdoba; y (iii) comercialización de energía. Véase “*Información sobre la Emisora*”.

Presentación de Información Financiera

La información financiera incluida en esta sección corresponde al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 el cual es presentado en forma comparativa con los ejercicios finalizados en 31 de diciembre de 2022 y 2021. Esta información debe leerse juntamente con nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados, los cuales son incorporados por referencia al presente Prospecto.

Resumen de los Estados Consolidados de Resultados Integrales

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Ingresos por ventas	156.557.273	63.495.872	42.022.697
Costos de producción	(77.769.765)	(27.409.025)	(20.076.631)
Resultado bruto	78.787.508	36.086.847	21.946.066
Gastos de administración y comercialización	(16.516.879)	(4.956.421)	(2.745.536)
Resultado por adquisición de participación en sociedades	14.513.263	-	-
Otros resultados operativos, netos	15.606.239	7.159.423	2.163.167
Resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo	(12.004.200)	(5.9585.965)	-
Resultado operativo	80.385.931	32.303.884	21.363.697
Resultado por participación en sociedades	(123.186)	(1.075.956)	(249.803)
Resultados financieros, netos			
- Ingresos financieros	150.678.481	15.477.383	5.984.687
- Costos financieros	(168.021.323)	(27.717.322)	(12.731.772)
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	62.919.903	18.987.989	14.366.809
Impuesto a las ganancias	(78.434.926)	(1.467.996)	(8.048.674)
Resultado neto del ejercicio	(15.515.023)	17.519.993	6.318.135
Otros resultados integrales que no se reclasificaran a resultados en ejercicios posteriores	716.636.441	74.879.964	16.034.582
Otros resultados integrales que podrán ser reclasificados a resultados en ejercicios posteriores	(4.603.383)	1.640.215	1.631.934
Otros resultados integrales del ejercicio	712.033.058	76.520.179	17.666.516
Resultado integral total del ejercicio	696.518.035	94.040.172	23.984.651
Resultado del ejercicio atribuible a los propietarios de la Sociedad	(7.253.075)	17.519.993	6.318.135
Resultado del ejercicio atribuible a la participación no controlante	(8.261.948)	-	-
Resultado integral total del ejercicio atribuible a los propietarios de la Sociedad	620.765.607	94.040.172	23.984.651
Resultado integral total del ejercicio atribuible a la participación no controlante	75.752.428	-	-

Factores que afectan nuestras operaciones

Nuestras operaciones resultan afectadas por varios factores, entre los que se incluyen:

- la disponibilidad operativa de nuestras centrales de generación (incluyendo aquellas adquiridas en un futuro);
- la demanda de energía por parte de nuestros clientes;
- nuestras erogaciones en bienes de capital y la disponibilidad financiera para la Compañía;
- los aumentos de costos;

- los riesgos operacionales, huelgas y otras formas de protesta pública en el país;
- altos niveles de inflación;
- los impuestos;
- regulaciones de flujo de capital;
- el tipo de cambio entre el peso argentino y el dólar estadounidense;
- la dependencia en la infraestructura y la red logística utilizada para entregar la energía que generamos;
- las leyes y reglamentaciones que afectan nuestras operaciones, tales como regulaciones vinculadas a importaciones;
- las tasas de interés; y
- una pandemia, tal como el COVID-19

Nuestro negocio es inherentemente volátil debido a la influencia de factores exógenos como ser la demanda interna, los precios de mercado, disponibilidad financiera para nuestro plan de negocio y sus correspondientes costos, y las regulaciones del gobierno. Consecuentemente, nuestra situación financiera pasada, los resultados de nuestras operaciones y las tendencias indicadas por los mismos y condición financiera podrían no ser indicativas de la condición financiera futura, resultados de las operaciones o tendencias en ejercicios futuros. Véase adicionalmente "*La Industria Eléctrica de Argentina*" de este "Prospecto).

De acuerdo a nuestro plan de negocios seguiremos enfocados en aumentar la capacidad de generación a través de inversiones en nuevos proyectos de generación comprometidos que la Compañía está construyendo y en la mejora de eficiencia de nuestros activos existentes al 2023. A su vez, necesitamos mantener nuestras inversiones de capital con el objetivo de ser más eficientes, dado que se estima que la oferta de energía en Argentina será cada vez más competitiva en cuanto a precio y disponibilidad. En consecuencia, nuestra estrategia, nuestro resultado de operaciones, inversiones, generación, producción, ventas, márgenes, gastos de capital, flujo de efectivo de operaciones y actividades financieras y, en general, nuestro negocio, podrían verse negativamente afectados en comparación con los planes mencionados anteriormente,

Adicionalmente, y no obstante lo anterior, no podemos garantizar que nuestros costos de producción, los precios, o nuestra estimación de nuestro flujo de caja de las operaciones, entre otros, podrían no verse afectados por factores fuera de nuestro control y, por tanto, diferir de nuestras estimaciones. Véase el capítulo "*Factores de Riesgo*" del Prospecto.

Tendencias

Para obtener información sobre tendencias sobre generación, ventas, estado de la demanda de energía, costos y precios, tendencias conocidas, incertidumbres, compromisos o acontecimientos que afecten en forma significativa las ventas netas, ingresos, rentabilidad, liquidez y recursos de capital, se deberá revisar las secciones "*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*", "*La Industria Eléctrica de Argentina*" y "*Factores de Riesgo*" del Prospecto.

Demanda y suministro de electricidad.

La demanda de electricidad depende por un lado de las condiciones macroeconómicas y por el otro de factores climatológicos. En general, la demanda industrial y comercial varía dependiendo de la evolución de la economía argentina; mientras que el consumo residencial está fuertemente ligado con la temperatura y otros factores climáticos, y con incidencia de los precios que perciben los usuarios.

Desde la crisis económica de 2001-2002, la demanda de electricidad en Argentina creció año a año de manera sostenida, impulsada por la recuperación económica y el congelamiento de las tarifas salvo casos puntuales como en 2009 (crisis internacional). No obstante, en el último tiempo este crecimiento fue morigerado.

Durante el año 2023 el consumo de energía eléctrica alcanzó los 140.883 GWh. Esto significó un aumento de 1,5% respecto al año 2022 (138.762 GWh), superando la caída de la pandemia y volviendo a niveles de crecimiento naturales históricos.

En el año 2023 la demanda residencial representó un 46,3% de la demanda total del sistema, los grandes usuarios un 26% y los usuarios comerciales e industriales pequeños (con una demanda inferior a los 300 KW medios por mes) un 27,6%.

La demanda residencial creció un 3,4% respecto al año 2022, los usuarios comerciales registraron un aumento del 1%, la demanda industrial registró una disminución del 1,1% y los grandes usuarios del MEM registraron una caída del 2,3% respecto al 2022.

Desde el punto de vista de la oferta, al 31 de diciembre de 2023, Argentina cuenta con una potencia instalada de 43.774 MW, registrando 847 MW más que en diciembre 2022. El 58% de la misma corresponde a fuentes de origen térmico, 25% a centrales hidroeléctricas, 13% a las energías renovables no convencionales (ERNC - eólico, solar, hidroeléctricas renovables y biocombustibles) y 4% a las centrales nucleares. Durante el año 2023 se incorporaron al sistema alrededor de 917 MW, de los cuales 607 MW corresponden a fuentes renovables (313 MW eólicos, 280 MW solar y 14 MW de biogás y biomasa) y el resto corresponde a nueva potencia térmica. Durante 2023 salieron de servicio alrededor de 70 MW, correspondiente a centrales térmicas y motores diesel ineficientes, que dejaron de ser consideradas por CAMMESA como Agentes MEM.

La generación de 2023 presentó un aumento del 1,9% respecto al año 2022, alcanzando los 141.396 GWh (138.742 GWh en 2022). Esto se debe principalmente a la mayor demanda eléctrica del año.

Por un lado, la generación térmica (52%) y la hidroeléctrica (28%, presentando un incremento del 30,3% respecto a 2022 por mayores caudales en los ríos para generación) continuaron siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda. Por otro lado, las energías renovables no convencionales representaron un 14% de la generación total del 2023, sin alcanzar el objetivo del 16% establecido en la Ley 27.191, y presentando un crecimiento del 3,9% respecto del 2022. Por último, la energía nuclear representó el 6% de toda la generación y registró un incremento del 20% respecto 2022 a causa de una mayor disponibilidad de las centrales nucleares.

La generación eólica es la principal fuente de ERNC del país (72,1%), seguido por la solar (16,2%), la hidroeléctrica renovable (5,9%) y biocombustibles (5,8%). El factor de capacidad para cada tecnología fue del 47,7% para el eólico, 25,5% para las hidroeléctricas renovables, 29,6% para el solar y 88% los biocombustibles.

El gas natural es el principal combustible utilizado para la generación térmica, representando un 85% del total durante el año 2023, aumentando su participación respecto al 76,8% del 2022. El consumo alcanzó los 13.874 M³ o 38 M³/d; un 2,3% inferior al consumo durante el 2022. La generación térmica se completó con un consumo de combustibles líquidos y carbón que alcanzó los 6,7 M³/d de gas equivalente; un 42,8% menos que el año 2022.

Durante el 2023, la oferta de energía se completó con cerca de 6.241 GWh importados desde Uruguay (4%), Paraguay (2%), Brasil (93%), Bolivia (1%) y Chile (1%) de origen principalmente hidráulico, térmico y excedente renovable a bajo precio (colaborando con la reducción de costos del sistema eléctrico). Durante 2023 se exportaron 97,7 GWh, un 213% más que en 2022, principalmente con destino Brasil (80%) y Uruguay (20%).

Energía contractualizada a través de la celebración de PPA

La Compañía, a través de sus subsidiarias YGEN e YGEN II (que a la fecha de emisión del Prospecto han sido fusionadas con YPF Energía Eléctrica S.A.), resultó adjudicada a través de la Resolución N° 21/2016 de dos PPA con CAMMESA por 10 años en los que se remunera un concepto fijo por disponibilidad de potencia y un concepto variable por generación de energía eléctrica. En ambos casos, la remuneración está denominada en US\$. En virtud de dicha adjudicación, YGEN se convirtió en la titular de la Central Térmica Loma Campana II, de 107 MW de potencia instalada, habiendo comenzado la operación comercial el 30 de noviembre de 2017, dentro del plazo comprometido. Por su parte, YGEN II es titular de El Bracho TG, de 274 MW de potencia instalada y habiendo comenzado la operación comercial el 27 de enero de 2018, también dentro del plazo comprometido. Ambas Centrales han sido despachadas por el OED generando energía eléctrica para el sistema.

Adicionalmente, bajo la licitación lanzada a través de la Resolución SEE N° 287/2017 de la ex SEE, YPF LUZ resultó adjudicataria de La Plata Cogeneración II de 90MW ubicada en la Refinería de La Plata, de propiedad de YPF y, a través de YGEN II del cierre de ciclo de la TG resultante de la anterior licitación convocada por la Resolución SEE N° 21/2016 de la ex SEE, a través de una TV de 199 MW de potencia instalada, resultando en un Ciclo Combinado de 473MW. Tanto el cierre de ciclo como la cogeneración cuentan con un PPA suscripto con CAMMESA por 15 años en los que se remunera un concepto fijo por disponibilidad de potencia y un concepto variable por

generación de energía eléctrica. En ambos casos, la remuneración está denominada en US\$. Ambas centrales están en operación desde octubre de 2020.

En el segmento de autogeneración distribuida, la Compañía celebró contratos con YPF como consumidor, en el marco de la Resolución SE N° 269/2008 de la Secretaría de Energía del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación. Para la autogeneración, se trata de un acuerdo directo o similar al PPA entre la Compañía e YPF. Bajo esta categoría se encuentran la Central Térmica Loma Campana I de 105 MW de potencia y la Central Térmica Manantiales Behr de 58 MW.

La Compañía también abastece vapor a YPF, a través de sus plantas La Plata Cogeneración I y II, ambas ubicadas dentro de la Refinería La Plata de YPF. Por dichos suministros, la Compañía ha celebrados PPA con YPF en US\$ y a 15 años.

Asimismo, la Compañía ha firmado un contrato con YPF para abastecer físicamente la demanda de energía eléctrica de su Refinería La Plata a través de parte de la generación eléctrica de la planta La Plata Cogeneración I. El contrato entró en vigencia en diciembre de 2021, finalizando el 4 de enero de 2033, coincidente con la fecha de finalización del contrato de abastecimiento de vapor de la mencionada planta de cogeneración. El excedente de generación de energía de la planta no está actualmente contractualizado.

En cuanto a los activos renovables, la Compañía ha celebrado contratos denominados en US\$ con Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista bajo el marco regulatorio del Mercado a Término de Energías Renovables regido por la Res. N° 281/2017. Las contrapartes de estos contratos forman parte de los grupos económicos más solventes de Argentina, entre los que se encuentra YPF. Para abastecer a dicha demanda, la Compañía cuenta con la energía generada a través de sus tres parques eólicos Manantiales Behr, Los Teros I y II, 21,15 MW contratados del Parque Eólico Cañadón León y 100MW de su parque solar Zonda. El promedio de la vida residual de estos PPA es aproximadamente de 10,1 años (para los parques eólicos, la Compañía se ha basado en un factor de carga esperado de P50, siendo los factores de carga para Manantiales Behr de 60%, Los Teros I de 55%, Los Teros II de 57% y Cañadón León de 53%). Adicionalmente, el Parque Eólico Cañadón cuenta con un PPA con CAMMESA por 99 MW para León adjudicado a través del Programa RenovAr Ronda 2.0, el cual cuenta con la opción de garantías del Banco Mundial.

Durante el año 2023, la Compañía suscribió un contrato por 5 años con CAMMESA mediante la Resolución SEE N° 59/2023 con las unidades de la C.T. San Miguel de Tucumán, C.T. Tucumán y Central Dock Sud (Ciclo Combinado). La Resolución SEE N° 59/2023 dolariza la totalidad de la remuneración por energía y parte de la remuneración de potencia durante los 5 años de vigencia del contrato.

Para el pago de la potencia establece un desdoblamiento de la remuneración.

Se reconoce un precio de 2.000 USD/MW-mes si la unidad cumple con el 85% de la disponibilidad con la potencia puesta a disposición, implementando una curva de precios para valores inferiores a esta, y estableciendo un precio mínimo de 600 USD/MW-mes para disponibilidades inferiores al 50%.

Adicionalmente se reconoce un precio de potencia en AR\$ dispuesto por la resolución que fija los precios de las unidades al spot (actualmente la RES SE N°9/2024), corrigiendo estos valores por un coeficiente para cada estación del año. Para los meses de verano e invierno se remunera el 65% del precio de la potencia puesta a disposición en el spot, mientras que para el resto de los meses se remunera el 85% de este valor.

De esta manera, la Sociedad considera como recurso clave la cartera de PPA que ha logrado celebrar, la cual le otorga:

- Ingresos provenientes de PPA de largo plazo y en US\$ con CAMMESA, cuya mayor proporción está asociado a la disponibilidad de potencia con que cuenta cada uno de sus activos y, los cuales presentaron una buena performance durante el año. A su vez, y en menor medida, el despacho de dichas centrales presentó ingresos adicionales que contribuyeron al total de los ingresos por venta de la Compañía.
- Ingresos provenientes de PPA de largo plazo y en US\$ con YPF, apuntando al objetivo estratégico de proveer a uno de nuestros accionistas de soluciones energéticas competitivas.
- Ingresos provenientes de PPA renovables para el abastecimiento energético de la industria de largo plazo y en US\$, a través de la generación de nuestros parques eólicos y el parque solar, los cuales

cuentan con factores de capacidad en línea o en algunos casos superiores a los estimados al momento de desarrollar el proyecto.

Normas contables profesionales aplicadas

Preparamos nuestros Estados Financieros Anuales Consolidados de acuerdo con las NIIF, tal cual fueron emitidas por el IASB.

El resumen de las políticas contables significativas aplicadas para la preparación de nuestros estados financieros se expone en la Nota 2.3 a los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2023. Las políticas contables adoptadas en dichos estados financieros son consistentes con las utilizadas en los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y 2021, excepto por el cambio de política contable adoptado por la Sociedad a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. En virtud de dicha política contable, y en línea con lo establecido por la Resolución General 941/2022 emitida por la CNV, la Sociedad apropia las diferencias de conversión originadas en las cuentas de ganancias reservadas y resultados no asignados a las partidas que les dieron origen (Ver Nota 2.3.1 a los estados financieros consolidados).

La preparación de nuestros estados financieros consolidados requiere que la Dirección realice juicios, estimaciones y supuestos contables significativos que afectan los importes de ingresos, gastos, activos y pasivos registrados y la determinación y revelación de activos y pasivos contingentes al cierre del período o ejercicio sobre el que se informa. En este sentido, las incertidumbres asociadas con los supuestos y estimaciones adoptadas podrían dar lugar en el futuro a resultados finales que podrían diferir de dichas estimaciones y requerir de ajustes significativos a los saldos registrados de los activos o pasivos afectados.

Hemos basado nuestros supuestos contables y estimaciones significativas considerando los parámetros disponibles al momento de la preparación de los estados financieros consolidados. Sin embargo, las circunstancias y los supuestos actuales sobre los acontecimientos futuros podrían variar debido a cambios en el mercado o a circunstancias que surjan más allá de nuestro control. Esos cambios se reflejan en los supuestos en el momento en que ellos ocurren.

Las áreas y rubros contables que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de nuestros estados financieros consolidados se exponen en la Nota 2.4 a los Estados Financieros Consolidados Auditados y, en resumen, corresponden a:

Recuperabilidad de propiedades, planta y equipo:

A cada fecha de cierre de período o ejercicio, evaluamos si existe algún indicio de que las propiedades, planta y equipo pudieran estar deteriorados en su valor. El deterioro existe cuando el valor de libros de los activos o unidad generadora de efectivo ("UGEs") exceden su valor recuperable, que es el mayor entre su valor razonable menos los costos de venta de ese activo y su valor de uso. El valor de uso se calcula mediante la estimación de los flujos de efectivo futuros descontados a su valor presente mediante una tasa de descuento que refleja las evaluaciones corrientes del mercado sobre el valor temporal del dinero. Los cálculos de proyecciones cubren un período coincidente con la vida útil de propiedades, planta y equipo. El valor recuperable es sensible a la tasa de descuento utilizada, así como a los ingresos de flujos estimados.

Determinación del cargo por impuesto a las ganancias y de impuestos diferidos

La valuación del gasto en concepto de impuesto a las ganancias depende de varios factores, incluyendo interpretaciones vinculadas a tratamientos impositivos correspondientes a transacciones y/o hechos que no son previstos de forma expresa por la ley impositiva vigente, como así también estimaciones en la oportunidad y la realización de los impuestos diferidos. Adicionalmente, los cobros y pagos actuales por impuestos pueden diferir de estas estimaciones a futuro, todo ello como resultado, entre otros, de cambios en las normas impositivas y/o sus interpretaciones, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten nuestros balances impositivos del Grupo.

Moneda funcional

Nuestra Dirección aplica juicio profesional en la determinación de su moneda funcional y la de sus subsidiarias. El juicio es efectuado principalmente respecto a la moneda que influencia y determina los precios de venta, los costos de generación, de materiales, inversiones y otros costos, así como también la financiación y las cobranzas derivadas de sus actividades operativas.

Combinación de negocio

La aplicación del método de adquisición implica la medición a valor razonable de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos en la combinación de negocios a la fecha de adquisición.

Para la determinación del valor razonable de los activos y pasivos identificables, el Grupo utiliza el enfoque de valuación que considera más representativo para cada elemento. Entre ellos se destacan el: i) enfoque de ingresos, el cual mediante técnicas de valoración se convierten montos futuros en un monto presente único (es decir descontado), ii) enfoque de mercado mediante la metodología de transacciones comparables y iii) enfoque del costo mediante la utilización de valores de reposición depreciados.

En la selección del enfoque a utilizar y la estimación de los flujos de efectivo futuros, se requiere juicio crítico por parte de la Gerencia. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden variar significativamente de los flujos de efectivo futuros previstos y los valores relacionados obtenidos mediante las técnicas de valuación mencionadas.

Principales Rubros del Estado de Resultados

La siguiente es una breve descripción de las partidas principales de nuestro estado de resultados:

Ingresos por ventas

Los ingresos por ventas corresponden principalmente a nuestras ventas de energía y potencia (tanto bajo la Resolución N°440/2021, actualmente reemplazada por la Resolución N°9/2024, como bajo contrato) e incluyen nuestras ventas de vapor y otros ingresos por servicios.

Reconocemos nuestros ingresos en función de la disponibilidad de potencia efectiva de sus máquinas, de la energía despachada y del vapor entregado, y como contrapartida un crédito por venta es reconocido. Por su parte, la facturación del servicio es mensual y el vencimiento de la liquidación es a los 42 días de finalizado el mes de prestación, la contraprestación habitualmente es recibida en un plazo mayor, para lo que se vende bajo la Resolución N° 9/2024 y contratos con CAMMESA y a 30 días para lo que se vende por contratos a privados.

Los ingresos de energía, por puesta a disposición de potencia y vapor (incluyendo la remuneración por mantenimiento no recurrente y la remuneración adicional indirecta) se calculan a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios prevalecientes en el mercado eléctrico, de acuerdo con las regulaciones vigentes. Estos incluyen ingresos por venta de vapor, energía y potencia, puesta a disposición y/o suministrada y no facturada, hasta la fecha de cierre sobre la que se informa, valorados a los precios definidos en los contratos o en las regulaciones respectivas.

Costos de producción

Nuestros costos de producción incluyen los costos relacionados con la generación de energía eléctrica y vapor, tales como depreciación de propiedades, planta y equipo, depreciación de activos por derecho de uso, amortización de activos intangibles, sueldos y cargas sociales, otros gastos relacionados con el personal de planta, honorarios y retribuciones por servicios profesionales, costos de transporte, seguros, alquiler de inmuebles y equipos, impuestos, tasas y otras contribuciones, conservación, reparación y mantenimiento, contrataciones de obra y otros servicios, combustibles, gas, energía y otros, consumo de materiales, y otros costos.

Gastos de administración y comercialización

Nuestros gastos de administración incluyen gastos indirectos tales como sueldos y cargas sociales, otros gastos relacionados con el personal administrativo, honorarios y retribuciones por servicios profesionales, gastos de transporte, alquileres de inmuebles y equipos, impuestos, tasas y otras contribuciones, conservación, reparación y mantenimiento, gastos de publicidad y propaganda, combustibles, gas, energía y otros, consumo de materiales y otros gastos.

Resultado por adquisición de participación en sociedades

Es resultado por adquisición de participación en sociedades corresponde al resultado generado por la adquisición de IDS (sociedad controlante de CDS), descripta en la nota 4 a los Estados Financieros Consolidados.

Otros resultados operativos, netos

Los otros resultados operativos, netos, incluyen principalmente intereses por mora por pago fuera de término de CAMMESA, los resultados generados en concepto de multas contractuales y siniestros recuperados, según se describe en la Nota 28 a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023.

Resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo

El resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo incluye el resultado por deterioro del valor de la Central Térmica Loma Campana II registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, y del valor del Parque Eólico Cañadón León, registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, según se describe en la Nota 8 a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros incluyen el valor neto de las ganancias y pérdidas por intereses ganados (excepto los mencionados en el acápite anterior) y perdidos, resultado por valuación de valor razonable de activos financieros con cambios en resultados, diferencias de cambio y otros resultados financieros.

Resultados por participación en sociedades

Los resultados por participación en sociedades incluyen los resultados sobre participaciones en sociedades en la que se ejerce influencia significativa o control conjunto. Véase Nota 11 a nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2023 y 2022 y 2021.

Impuesto a las ganancias

Las tasas impositivas efectivas para los ejercicios analizados en este Prospecto difieren de la tasa legal del impuesto a las ganancias en la Argentina (35% para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021). El impuesto a las ganancias diferido se reconoce utilizando el método del pasivo sobre las diferencias temporarias entre las bases impositivas de los activos y pasivos y sus importes en libros a la fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa, reconociéndose un activo diferido por las diferencias temporarias deducibles y por la compensación futura de quebrantos impositivos no utilizados (en la medida en que sea probable la existencia de ganancias imponibles disponibles futuras contra las cuales se puedan compensar dichas diferencias temporarias deducibles, y/o se puedan utilizar dichos quebrantos impositivos) o un pasivo diferido por las diferencias temporarias imponibles, según corresponda.

El importe en libros de los activos por impuesto diferido se revisa en cada fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa y se reduce con cargo al resultado integral del ejercicio o al otro resultado integral, según corresponda, en la medida en que ya no sea probable la existencia de suficiente ganancia imponible futura para permitir que esos activos por impuesto diferido sean utilizados (recuperados) total o parcialmente. Los activos por impuesto diferido no reconocidos se reevalúan en cada fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa y se reconocen con crédito al resultado del ejercicio o al otro resultado integral, según corresponda, en la medida en que se torne probable la existencia de ganancias imponibles futuras que permitan recuperar dichos activos por impuesto diferido no reconocidos con anterioridad (adicionalmente, véase Nota 2.3.7 a los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2023).

Ajuste por inflación fiscal

La Ley N° 27.468 publicada en el Boletín Oficial el 4 de diciembre de 2018 dispuso que, a los fines de aplicar el procedimiento de ajuste por inflación impositivo, el mismo tiene vigencia para los ejercicios que se iniciaron a partir del 1° de enero de 2018. A partir del ejercicio 2021 el ajuste por inflación impositivo es aplicable en caso de que la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) supere el 100% acumulado en los últimos tres años. Considerando que se ha superado el mencionado índice, al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, el Grupo ha aplicado el procedimiento de ajuste por inflación impositivo. Adicionalmente, la mencionada normativa y sus modificatorias, establecieron que el impacto del ajuste por inflación impositivo del ejercicio 2021 fuera imputado de la siguiente forma: 1/6 en el ejercicio fiscal en el que se originan y los 5/6 restantes en partes iguales durante los siguientes cinco años. A partir del ejercicio fiscal 2021 el impacto por ajuste por inflación impositivo se reconoce íntegramente en el ejercicio que se produce.

Con fecha 1 de diciembre de 2022 se publicó la ley de presupuesto nacional para el año 2023, Ley N° 27.701. La misma establece en su artículo N°118 que aquellos contribuyentes que determinen un ajuste por inflación positivo en el primer y segundo ejercicio iniciados a partir del 1° de enero de 2022 inclusive, podrán imputar un tercio (1/3) en ese período fiscal y los dos tercios (2/3) restantes, en partes iguales, en los dos (2) períodos

fiscales inmediatos siguientes. Cabe destacar que únicamente podrán acceder a esta franquicia aquellos contribuyentes que realicen inversiones por 30 mil millones de pesos argentinos en la compra, construcción, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de uso durante los dos ejercicios siguientes al cómputo del primer tercio del ejercicio que se trate. Bajo ese marco normativo, el Grupo ha aplicado el mencionado diferimiento para YPF Energía Eléctrica SA.

Resultados de las Operaciones

Resultados de las operaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

La siguiente tabla muestra cierta información financiera como porcentaje de los ingresos por ventas para los períodos y ejercicios indicados:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	(Representado en porcentaje de ingresos)		
Ingresos por ventas	100%	100%	100%
Costos de producción	(49,67) %	(43,17) %	(47,8) %
Resultado Bruto	50,33%	56,83%	52,22%
Gastos de administración y comercialización	(10,55) %	(7,81) %	(6,53) %
Resultado por adquisición de participación en sociedades	9,27%	-	-
Otros resultados operativos, netos	9,97%	11,28%	5,15%
Resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo	(7,67) %	(9,43) %	-
Resultado operativo	51,35%	50,88%	50,84%
Resultado por participación en sociedades	(0,08) %	(1,69) %	(0,59) %
Resultados financieros, netos	(11,08) %	(19,28) %	(16,06) %
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	40,19%	29,9%	34,19%
Impuesto a las ganancias	(50,10) %	(2,31) %	(19,15) %
Resultado neto del ejercicio	(9,91) %	27,59%	15,04%

Ingresos por ventas

Los ingresos por ventas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron de \$156.557,3 millones, lo que representa un aumento del 146,6 % en comparación con los \$ 63.495,9 millones correspondientes al 2022. Dicha variación corresponde principalmente a:

- Ingresos por ventas provenientes de nuestros contratos de abastecimiento de energía a largo plazo (PPA): Se generaron mayores ingresos por \$ 70.853,2 millones, lo que representa un incremento del 142,3%. Este aumento contempla el incremento de los precios expresados en pesos argentinos debido a la devaluación promedio del 125,7% registrada entre ejercicios, impactando en los precios nominados en dólares estadounidenses. Asimismo, las variaciones responden principalmente a los siguientes factores operativos:
 - Central Dock Sud: A partir del segundo trimestre de 2023 la Sociedad tomó control de CDS, por lo que se incorporaron mediante la consolidación los ingresos por ventas correspondientes.
 - Complejo de Generación Tucumán: Mayores ingresos bajo contrato a partir de la entrada en vigencia de la Resolución SE-MEC N° 59/2023, mediante la cual se contractualizaron parte de sus ingresos.
 - Parque Solar Zonda: Se registraron ingresos debido a la habilitación comercial por 100M el día 31 de mayo de 2023.
 - Parque Eólico Los Teros: Se registró una disminución en los volúmenes de generación respecto al ejercicio anterior debido principalmente a menor recurso de vientos.

- Central Térmica El Bracho: Los volúmenes de generación y potencia fueron levemente inferiores a los registrados en el año anterior.
- Loma Campana I: La Central se mantuvo fuera de servicio desde mayo del presente período, por lo que se han registrado menores ingresos por ventas respecto al mismo período del año anterior.
- Loma Campana II: La Central se mantuvo fuera de servicio durante el primer trimestre y durante la segunda mitad del año, retomando su actividad en los últimos días de diciembre, por lo que se han registrado menores ingresos por ventas respecto al mismo período del año anterior.
- Ingresos por ventas de Energía Base: Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, se registraron mayores ingresos por ventas por \$ 14.726,5 millones, lo que representa una variación del 168,0% respecto del ejercicio anterior. Esto se debe principalmente a la consolidación de los ingresos por ventas de CDS bajo esta modalidad y los aumentos de precios establecidos por las Res. N° 750/2023 y N° 869/2023 de la Secretaría de Energía, efectos parcialmente compensados por la entrada en vigencia de la Resolución SE-MEC N° 59/2023 mencionada anteriormente.
- Ingresos por ventas de Vapor: Mayores ingresos por ventas por \$ 7.915,0 millones, lo que representa un incremento del 180,8% respecto al ejercicio anterior. Esta variación corresponde principalmente al incremento de los precios expresados en pesos argentinos debido a la devaluación, mayor demanda de la Refinería La Plata de propiedad de YPF S.A. y menores salidas de servicio por mantenimiento programado respecto al año anterior.

Los ingresos por ventas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron de \$ 63.495,9 millones, lo que representa un aumento del 51,1% en comparación con los \$ 42.022,7 millones correspondientes al 2021. Dicha variación corresponde principalmente a:

- *Ingresos por ventas bajo contrato (PPA):* Se generaron mayores ingresos por ventas bajo contrato por \$ 20.494,7 millones, lo que representa un incremento del 69,9%. Este aumento contempla el incremento de los precios expresados en pesos argentinos debido a la devaluación promedio del 37,5% registrada entre ejercicios, impactando en los precios nominados en dólares estadounidenses. Asimismo, las variaciones responden principalmente a los siguientes factores operativos:
 - Central Térmica El Bracho: Los volúmenes de generación y potencia fueron levemente superiores a los registrados en el año anterior.
 - La Plata Cogeneración I: En diciembre de 2021, la Secretaría de Energía autorizó a YPF Energía Eléctrica S.A. el cambio de categoría de agente del MEM desde la condición generador a la de autogenerador, iniciando un nuevo contrato con YPF S.A. con precio denominado en dólares estadounidenses.
 - La Plata Cogeneración II: Los volúmenes de generación y potencia fueron similares a los registrados en el año anterior.
 - Loma Campana I y II: Se registraron aumentos tanto en la disponibilidad como en la potencia respecto al mismo ejercicio anterior debido a la implementación de nuevas tecnologías que permitieron la detección temprana de posibles fallas, tales como las registradas en el ejercicio anterior.
 - Parque Eólico Cañadón León: El parque entró en operación comercial en diciembre de 2021, consolidando durante del ejercicio 2022 sus niveles de generación.
 - Parque Eólico Los Teros: Se registró un aumento en los volúmenes de generación respecto al ejercicio anterior debido la entrada en operación de la segunda etapa del Parque, y a un mayor factor de capacidad.
 - Parque Eólico Manantiales Behr: El parque presentó volúmenes de generación similares al ejercicio anterior.
- *Ingresos por ventas de Energía Base:* Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, se registraron mayores ingresos por ventas de Energía Base por \$ 32,6 millones, lo que representa una variación del 0,4% respecto del ejercicio anterior. Esto se debe principalmente a las adecuaciones de la remuneración establecidas por las Resoluciones SE-ME N° 238/2022 y 826/2022 y a:
 - Complejo de Generación Tucumán: Mayores disponibilidad de potencia en comparación con el ejercicio anterior por el Mantenimiento Mayor realizado en la planta de San Miguel de Tucumán, quedando fuera de servicio la turbina de vapor desde el 27 de marzo de 2021 hasta el 5 de julio de 2021 y hasta el 10 de julio de 2021 la TG01.

- La Plata Cogeneración I: Disminución de las ventas, dado que durante el primer semestre de 2022 la energía fue inferior con respecto al ejercicio 2021, en mayor medida por la entrada en vigencia desde diciembre de 2021 de la figura de autogenerador comentada anteriormente, y al comienzo del mantenimiento mayor programado iniciado a fines de marzo de 2022.
- *Ingresos por ventas de Vapor:* Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, se registraron mayores ingresos por ventas de vapor por \$ 675,3 millones, lo que representa un incremento del 18,2% respecto al ejercicio anterior. Esta variación corresponde principalmente al incremento de los precios expresados en pesos argentinos debido a la devaluación. Se registraron mayores ingresos por ventas generados por La Plata Cogeneración II en el 2022, debido a menores ingresos generados en el primer trimestre de 2021 por el mantenimiento realizado en dicho período. Respecto a La Plata Cogeneración I, se generaron menores ingresos debido a la entrada en vigencia del nuevo contrato con YPF S.A. mencionado anteriormente, por el cual ya no se generan costos por el gas provisto por YPF S.A., y al menor volumen generado principalmente como consecuencia de la parada de planta realizada en el segundo trimestre del 2022.

• **Ingresos por ventas**

Tipo de bien o servicio	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Energía Base	23.494.803	8.768.285	8.735.676
Ingresos bajo contrato	120.650.897	49.797.667	29.303.009
Ventas de vapor	12.293.086	4.378.078	3.702.782
Otros ingresos por servicios	118.487	551.842	281.230
	156.557.273	63.495.872	42.022.697

Ingresos por ventas

Por Cliente	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
CAMMESA ⁽¹⁾	99.233.526	39.305.759	28.685.183
YPF ⁽¹⁾	36.908.084	17.301.639	9.450.439
U.T. Loma Campana ⁽¹⁾	642.601	223.731	126.131
Profertil S.A. ⁽¹⁾	3.675.940	1.709.553	849.770
Coca-Cola FEMSA de Buenos Aires S.A.	1.055.253	380.668	244.762
Toyota Argentina S.A.	1.552.836	667.411	414.069
CT Barragán ⁽¹⁾	91.015	242.781	172.493
CAF S.A.	-	309.061	108.737
Holcim Argentina S.A.	2.708.355	1.178.832	699.876
Nestlé Argentina S.A.	934.698	392.468	-
Ford Argentina S.C.A.	965.488	261.976	-
Otros	8.789.477	1.521.993	1.271.237
	156.557.273	63.495.872	42.022.697

⁽¹⁾ Sociedades relacionadas

Costos de Producción

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

El siguiente cuadro presenta, para cada uno de los ejercicios indicados, una apertura de nuestros costos de producción.

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Depreciación de propiedades, planta y equipo	40.782.337	13.597.855	8.968.345
Depreciación de activos por derecho de uso	526.235	207.528	80.259
Amortización de activos intangibles	77.545	34.377	29.233
Materiales y útiles de consumo	1.254.439	750.926	402.756
Alquileres	140.495	8.851	6.060
Honorarios y retribuciones por servicios	27.310	25.753	14.617
Otros gastos al personal	157.328	49.154	42.646
Conservación, reparación y mantenimiento	7.720.389	2.647.238	1.456.535
Seguros	4.122.026	1.125.365	735.918
Sueldos y cargas sociales	8.997.459	2.515.985	1.657.080
Contrataciones de obras y otros	791.737	519.441	229.833
Transporte, producto y carga	3.402.175	1.600.041	953.300
Combustible, gas, energía y otros	9.398.750	4.241.284	5.457.191
Impuestos, tasas y contribuciones	351.942	62.745	29.624
Publicidad y propaganda	-	1.883	7
Diversos	19.598	20.599	13.227
Total	77.769.765	27.409.025	20.076.631

Nuestro costo de producción representó el 49,67%, 43,17% y 47,78% de nuestros ingresos por ventas en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

Los costos de producción correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a \$ 77.769,8 millones, un 183,7% superior a los \$ 27.409,0 millones correspondientes al ejercicio anterior. Este aumento fue motivado principalmente por la consolidación a partir del segundo trimestre de los resultados CDS y al incremento en la depreciación de propiedades, planta y equipo debido fundamentalmente a lo mencionado, sumado a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de las sociedades del Grupo.

Los costos de producción correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendieron a \$ 27.409,0 millones, un 36,5% superior a los \$ 20.076,6 millones correspondientes al ejercicio anterior. Este aumento fue motivado principalmente por el incremento en la depreciación de propiedades, planta y equipo en \$ 4.629,5 millones y mayores costos de conservación, reparación y mantenimiento en \$ 1.190,7 millones, ambos efectos producidos principalmente por la entrada en operación durante el ejercicio 2021 de la segunda etapa del Parque Eólico Los Teros, de la central térmica Motores Manantiales Behr y del Parque Eólico Cañadón León. Asimismo, ha influido en el mayor cargo por depreciación en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad.

Adicionalmente, durante el ejercicio 2022 se generaron mayores cargos de sueldos y cargas sociales. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una disminución en las compras de combustible, gas, energía y otros por \$ 1.215,9 millones, principalmente a causa de la entrada en vigencia desde diciembre de 2021 de la figura de autogenerador de la Central La Plata Cogeneración I, lo que inició un nuevo contrato con YPF S.A.

Gastos de Administración y comercialización

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

El siguiente cuadro presenta, para cada uno de los ejercicios indicados precedentemente, una apertura de nuestros gastos de administración y comercialización:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Depreciación de propiedades, planta y equipo	530.530	97.936	20.679
Depreciación de activos por derecho de uso	160.082	70.582	70.489
Materiales y útiles de consumo	67.268	18.408	15.234
Gastos bancarios	25.294	13.727	11.290
Alquileres	9.768	10.283	9.332
Honorarios y retribuciones por servicios	824.882	321.019	159.302
Otros gastos al personal	1.239.751	507.589	236.885
Conservación, reparación y mantenimiento	245.422	64.596	20.291
Seguros	5.173	9.062	7.069
Sueldos y cargas sociales	8.480.483	2.025.583	972.140
Contrataciones de obras y otros	1.577.769	437.748	239.332
Transporte, producto y carga	11.029	7.639	8.194
Previsión (Recupero) para deudores incobrables	321.066	-	-
Impuestos, tasas y contribuciones	2.728.997	1.233.596	928.029
Publicidad y propaganda	177.663	87.366	26.873
Diversos	111.702	51.287	20.397
Total	16.516.879	4.956.421	2.745.536

Los gastos de administración y comercialización correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a \$16.516,9 millones, con un incremento del 233,2% comparado con los \$ 4.956,4 millones registrados en el ejercicio anterior, debido principalmente a mayores cargos de sueldos y cargas sociales, impactados por la consolidación de CDS a partir del segundo trimestre y en menor medida por mayores gastos de impuestos y contrataciones de obras.

Los gastos de administración y comercialización correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendieron a \$ 4.956,4 millones, con un incremento del 80,5% comparado con los \$ 2.745,5 millones registrados en el ejercicio anterior, debido principalmente a mayores cargos de sueldos y cargas sociales, y en menor medida por mayores gastos de impuestos, tasas y contribuciones y honorarios y retribuciones por servicios.

Resultado por adquisición de participación en sociedades

Ascendieron a \$ 14.513,3 millones en 2023 generados por la adquisición de IDS (sociedad controlante de CDS), descrita en la nota 4 a los Estados Financieros Consolidados.

Otros resultados operativos, netos

Los otros resultados operativos, netos al 31 de diciembre de 2023 ascendieron a \$ 15.606,2 millones, representando un aumento del 118,0%, comparado con los \$ 7.159,4 millones registrados en el ejercicio 2022. Esto se debe principalmente a mayores ingresos por intereses comerciales relacionados con los créditos con Cammesa y a las multas relacionadas con Loma Campana I y Loma Campana II registradas durante el 2023, compensados parcialmente con los ingresos registrados en 2022 en virtud de los acuerdos conciliatorios que dieron un cierre definitivo a los reclamos cruzados con GE de Los Teros, Loma Campana I, Loma Campana II y Cañadón León.

Los otros resultados operativos, netos al 31 de diciembre de 2022 ascendieron a \$ 7.159,4 millones, representando un aumento del 231%, comparado con los \$ 2.163,2 millones registrados en el ejercicio 2021. Esto se debe principalmente a los ingresos registrados en 2022 en virtud de los acuerdos conciliatorios detallados

en la Nota 29 a los Estados Financieros Consolidados, que dieron un cierre definitivo a los reclamos cruzados con GE de Los Teros, Loma Campana I, Loma Campana II y Cañadón León.

Resultados por deterioro del valor de propiedades, planta y equipos

Los resultados por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2023 ascendieron a \$ 12.004,2 millones en 2023 debido a un cargo por deterioro relacionado con la Central Loma Campana II, en comparación con los \$ 5.986,0 millones relacionado con el Parque Eólico Cañadón León, registrado en 2022, según se detalla en la nota 8 a los Estados Financieros Consolidados.

Los resultados por deterioro del valor de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2022 ascendieron a \$ 5.986,0 millones en 2022 debido a un cargo por deterioro relacionado con el Parque Eólico Cañadón León, según se detalla en la Nota 8 a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2022.

Resultado operativo

El resultado operativo correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 totalizó \$ 80.385,9 millones debido a los factores anteriormente descritos, un 148,8% superior en comparación con el resultado operativo de \$ 32.303,8 millones correspondiente al ejercicio 2022.

El resultado operativo correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 totalizó \$ 32.303,9 millones debido a los factores descritos anteriormente, un 51,2% superior en comparación con el resultado operativo de \$ 21.363,7 millones correspondiente al ejercicio 2021.

Resultado por participación en sociedades

Los resultados por participación en sociedades correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 representaron una pérdida de \$ 123,2 millones, en comparación la pérdida de \$ 1.076,0 millones del ejercicio anterior, debido a los resultados netos reportados durante el primer trimestre del ejercicio por nuestra sociedad relacionada IDS (accionista controlante de Central Dock Sud). Asimismo, la variación se debe principalmente al efecto de la consolidación a partir del segundo trimestre de 2023 de la participación en dichas sociedades, en virtud de la combinación de negocios descrita anteriormente, no registrándose resultado por participación de sociedades a partir de dicha combinación.

Los resultados por participación en sociedades correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 representó una pérdida de \$ 1.076,0 millones, en comparación la pérdida de \$ 249,8 millones del ejercicio anterior, debido a los resultados reportados por nuestra sociedad relacionada Inversora Dock Sud, impactados por una significativa pérdida en la línea "resultados financieros" de su sociedad controlada Central Dock Sud, debido al efecto del ajuste por inflación contable.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros, netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, Representaron una pérdida de \$ 17.342,8 millones, en comparación con la pérdida de \$ 12.239,9 millones correspondientes al ejercicio anterior. La variación corresponde a mayores cargos registrados por diferencia de cambio generada por nuestra posición monetaria activa en pesos, así como a mayores intereses perdidos. Dichas pérdidas son compensadas parcialmente por mayores resultados por tenencia de fondos comunes de inversión y mayores cargos por intereses ganados.

Los resultados financieros, netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, representaron una pérdida de \$ 12.239,9 millones, en comparación con la pérdida de \$ 6.747,1 millones correspondientes al ejercicio 2021. La variación corresponde a mayores cargos registrados por diferencia de cambio generada por nuestra posición monetaria activa en pesos. Dichas pérdidas son compensadas parcialmente por mayores resultados por tenencia de fondos comunes de inversión y mayores cargos por intereses ganados.

Impuesto a las ganancias

El cargo por impuesto a las ganancias ascendió a \$ 78.434,9 millones, en comparación con el cargo de \$ 1.468,0 millones correspondiente a 2022. La variación corresponde principalmente al impacto del aumento en el pasivo diferido vinculado al rubro "Propiedades, Planta y Equipo" donde la actualización del valor fiscal (conforme al comportamiento del índice de precios al consumidor) resulta inferior al valor contable que resulta de la conversión a pesos del valor residual expresado en dólares, parcialmente compensada con el activo diferido

relacionado con el deterioro del valor de propiedades, planta y equipo registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y con el impacto de una mayor pérdida por diferencia de cambio impositiva, en virtud de la inflación y devaluación del ejercicio.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendió a \$ 1.468,0 millones, en comparación con el cargo de \$ 8.048,7 millones correspondiente a 2021. La variación se debe principalmente a la reducción en el pasivo diferido vinculado al rubro "Propiedades, Planta y Equipo" donde la actualización del valor fiscal (conforme al comportamiento del índice de precios al consumidor) es superior al valor contable que resulta de la conversión a pesos del valor residual expresado en dólares, al activo diferido relacionado con la desvalorización de propiedades, planta y equipo registrada en el ejercicio 2022, a una mayor pérdida por diferencia de cambio impositiva, y al incremento de la tasa legal de impuesto a las ganancias establecido por la Ley N° 27.630 promulgada en el mes de junio de 2021, que impactó al impuesto diferido en el ejercicio 2021. Estos efectos fueron parcialmente compensados por el aumento del impuesto a las ganancias corriente como consecuencia del incremento del resultado impositivo antes de impuesto a las ganancias estimado por el Grupo y del impacto del ajuste por inflación fiscal sobre las partidas monetarias.

Resultado neto

El resultado neto correspondiente al presente ejercicio de 2023 fue una pérdida de \$ 15.515,0 millones debido a los factores descriptos anteriormente, en comparación con la ganancia de \$ 17.520,0 millones generada en el año anterior.

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue una ganancia de \$ 17.520,0 millones debido a los factores descriptos anteriormente, en comparación con la ganancia de \$ 6.318,1 millones generada en el año anterior.

Otros resultados integrales

Los otros resultados integrales correspondientes al presente ejercicio fueron positivos en \$ 712.033,1 millones, en comparación con los \$ 76.520,2 millones registrados por este concepto durante 2022. Estos resultados provienen mayoritariamente de la diferencia de conversión de las propiedades, plantas y equipos y de los préstamos nominados en dólares, como consecuencia de la depreciación del peso durante el presente ejercicio.

Los otros resultados integrales correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron positivos en \$ 76.520,2 millones, en comparación con los \$ 17.666,5 millones registrados por este concepto durante 2021. Estos resultados provienen mayoritariamente de la diferencia de conversión de las propiedades, plantas y equipos y de los préstamos nominados en dólares y por la depreciación del peso durante el presente ejercicio.

Liquidez y Recursos de Capital

Indicadores

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	(Cifras representadas en porcentajes)		
Liquidez corriente (1)	0,80	1,04	0,75
Solvencia (2)	0,89	0,96	0,83
Inmovilización del capital (3)	0,89	0,87	0,88
Rentabilidad (4)	(2,87) %	12,62%	7,58%

- (1) Activo Corriente sobre Pasivo Corriente
- (2) Patrimonio Neto sobre Pasivo Total
- (3) Activo no corriente sobre Activo Total
- (4) Resultado del ejercicio sobre Patrimonio Neto Promedio

Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2023 el Grupo mantenía un capital de trabajo negativo de \$ 52.232 millones, principalmente como consecuencia del financiamiento de la construcción de nuevos activos de generación. El Grupo estima que el flujo proveniente de la generación de sus activos operativos permitirá financiar dicho capital de trabajo negativo. Asimismo, el Grupo cuenta con diferentes fuentes de financiamiento en caso de ser necesario contar con fondos adicionales para hacer frente a sus necesidades de corto plazo (a partir del 31 de diciembre de 2023), según lo detallado en este documento.

En este sentido, el 27 de febrero de 2024 el Grupo emitió las Obligaciones Negociables Clases XIV y XV a un plazo de 36 meses por un total de US\$ 29,3 millones (Nota 17 a los Estados Financieros Consolidados Auditados).

La deuda financiera (préstamos) total en circulación al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 fue de \$ 723.916,7 millones, \$151.916,0 millones y \$ 85.577,1 millones, respectivamente, que consta de préstamos de corto plazo (incluyendo la parte corriente de préstamos a largo plazo) por \$ 148.008,9 millones, \$ 26.176,7 millones y \$ 19.723,2 millones respectivamente, y préstamos de largo plazo por \$ 575.907,8 millones, \$ 125.739,3 millones y \$ 65.853,9 millones al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, toda nuestra deuda estaba denominada en dólares estadounidenses.

Los siguientes cuadros presentan información de nuestro flujo de efectivo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	(Cifras expresadas en miles de pesos)		
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	107.951.914	31.927.330	29.421.909
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(74.268.604)	(19.767.806)	(9.137.929)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(28.122.805)	(14.479.358)	(28.121.988)
Aumento (Disminución) neta del efectivo y equivalentes de efectivo	5.560.505	(2.319.834)	(7.838.008)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio y resultados financieros sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	62.525.684	7.907.902	2.530.555
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	14.577.209	8.989.141	14.296.594
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	82.663.398	14.577.209	8.989.141

Principales variaciones en la Generación y Aplicación de Fondos

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la generación de flujos de fondos operativos alcanzó los \$ 107.951,9 millones, un 238,1% superior a la del ejercicio anterior. Este incremento de \$ 76.024,6 millones tuvo lugar principalmente por el aumento del resultado operativo (sin considerar depreciaciones, amortizaciones, resultado por desvalorización de propiedades, planta y equipo ni resultado por adquisición de participación en sociedades) de \$ 67.655,5 millones, compensado principalmente por la variación del capital de trabajo.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión alcanzó un total de \$ 74.268,6 millones durante el presente ejercicio, un 275,7% mayor al ejercicio anterior, con un nivel de inversiones en activos fijos que totalizaron \$ 58.294,4 millones (incluyendo los anticipos a proveedores) lo que representa un mayor nivel de inversiones con respecto al ejercicio anterior debido principalmente a las inversiones realizadas para la finalización de la construcción del Parque solar Zonda y la construcción del Parque eólico General Levalle, y al acopio de repuestos y materiales para futuros mantenimientos mayores.

A su vez, el flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación alcanzó un total de \$ 28.122,8 millones, en comparación con la aplicación de fondos de \$ 14.479,4 millones del ejercicio 2022. Esta variación se debe principalmente a la cancelación de las Obligaciones Negociables Clase VI y del préstamo con el Citibank durante este ejercicio, a un mayor pago de intereses y a un mayor pago de dividendos, parcialmente compensado por la emisión de Obligaciones Negociables del mes de febrero de 2023.

Adicionalmente, en este ejercicio la variación en el saldo de efectivo y equivalentes de efectivo relacionada con los resultados financieros y con la revaluación de los saldos nominados en dólares, en virtud de la devaluación registrada del 355,7%, se incrementó en \$ 54.617,8 millones.

La generación de recursos previamente explicada deviene en una posición de efectivo y equivalentes de efectivo de \$ 82.663,4 millones al 31 de diciembre de 2023. Asimismo, los préstamos del Grupo alcanzaron los \$ 723.916,7 millones, siendo exigible en el corto plazo solo un 20,4% del total.

La siguiente tabla establece nuestros compromisos con respecto al capital de nuestra deuda, al 31 de diciembre de 2023, más los intereses devengados, pero no pagados a esa fecha (importes expresados en miles de pesos):

Préstamos					
Menos de 3 meses	3 a 12 meses	1 a 2 años	2 a 5 años	Más de 5 años	Total
31.758.389	116.250.501	88.705.516	333.980.624	153.221.678	723.916.708

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, la generación de flujos de fondos operativos alcanzó los \$ 31.927,3 millones, un 8,5% superior a la del ejercicio anterior. Este incremento de \$ 2.505,4 millones tuvo lugar principalmente por el aumento del resultado operativo (sin considerar depreciaciones, amortizaciones ni deterioro) de \$ 9.793,5 millones, compensado por la erosión del capital de trabajo de \$ 7.248,3 millones.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión alcanzó un total de \$ 19.767,8 millones durante este ejercicio, un 116,3% mayor al ejercicio anterior, con un nivel de inversiones en activos fijos que totalizaron \$ 19.371,8 millones (incluyendo los anticipos a proveedores) lo que representa un mayor nivel de inversiones con respecto al ejercicio anterior debido principalmente a las inversiones realizadas para la construcción del Parque solar Zonda.

A su vez, el flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación alcanzó un total de \$ 14.479,4 millones, en comparación con el flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación de \$ 28.122,0 millones del ejercicio 2021. Esta variación se debe principalmente a menores fondos destinados a la cancelación de préstamos por \$ 40.058,8 millones, parcialmente compensado con menor toma de préstamos por \$ 19.164,8 millones y por el pago de dividendos de \$ 6.000,0 millones.

Adicionalmente, en este ejercicio, debido principalmente a la revaluación de los saldos de efectivo y equivalentes de efectivo nominados en dólares y los resultados financieros de efectivo y equivalentes de efectivo y producto de la devaluación registrada del 72,5%, dichos saldos se incrementaron en \$ 7.907,9 millones.

La generación de recursos previamente explicada deviene en una posición de efectivo y equivalentes de efectivo de \$ 14.577,2 millones al 31 de diciembre de 2022. Asimismo, los préstamos del Grupo alcanzaron los \$ 151.916,0 millones, siendo exigible en el corto plazo solo un 17,2% del total.

Compromisos en nuestros préstamos

Nuestra deuda financiera (préstamos) asciende a \$ 723.916,7 millones y \$ 151.916,0 millones, incluidos los intereses devengados (a largo y corto plazo de la deuda) al 31 de diciembre de 2023 y 31 de diciembre de 2022 respectivamente. Hemos acordado, entre otros, y con sujeción a ciertas excepciones, no establecer gravámenes o cargas sobre nuestros activos.

Actualmente, la Sociedad tiene en circulación las siguientes Obligaciones Negociables:

- Obligaciones Negociables Clase IX emitidas el 30 de agosto de 2021 por un valor nominal de US\$ 27,7 millones pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable con vencimiento en febrero (33%), mayo (33%) y agosto (34%) de 2024 que devengan interés a una tasa fija del 3,5% e intereses pagaderos trimestralmente a partir del 30 de noviembre de 2021;
- Obligación Negociable adicionales Clase IX, emitidas en fecha 3 de febrero de 2022 por un valor nominal de US\$ 10,9 millones a una tasa efectiva negativa del 0,26% denominadas en dólares estadounidenses

- y pagaderas en pesos argentinos al tipo de cambio aplicable, con vencimiento en agosto de 2024 e intereses pagaderos trimestralmente a partir del 28 de febrero de 2022;
- Obligaciones Negociables Clase X, emitidas el 3 de febrero de 2022 por un valor nominal de US\$ 63,9 millones a una tasa fija del 5% denominado el dólares estadounidenses y pagaderas en pesos argentinos al tipo de cambio aplicable, con 10 amortizaciones semestrales iguales comenzando el 3 de agosto del 2027 y con vencimiento final el 3 de febrero de 2032 e intereses pagaderos semestralmente a partir del 3 de agosto de 2022;
 - Obligaciones Negociables Clase XI y XII, emitidas el 29 de agosto de 2022 por un valor nominal de US\$ 15 millones y US\$ 85 millones, a un precio suscripto sobre la par de 1,0838 y a la par de 1,0000 respectivamente, reduciendo el costo efectivo financiero y ambas a una tasa fija nominal del 0%. Con vencimiento en agosto 2024 para las Obligaciones Negociables Clase XI y agosto 2026 para la Clase XII; y
 - Obligaciones Negociables Clase XI adicionales y XIII, emitidas el 10 de febrero de 2023 por un valor nominal de US\$ 20 millones y US\$ 130 millones, a un precio suscripto sobre la par de 1,0237 y sobre la par de 1,0010 respectivamente, reduciendo el costo efectivo financiero y ambas a una tasa fija nominal del 0%.
 - Obligaciones Negociables Clase XIV y XV, emitidas el 27 de febrero de 2024 por un valor nominal de US\$ 18 millones y US\$ 11,3 millones, a una tasa fija nominal del 3% y 6%, respectivamente, con un plazo de 36 meses.

Los pagos de las sumas de capital, servicios de intereses y demás sumas que correspondan bajo las Obligaciones Negociables serán realizados en pesos al tipo de cambio aplicable, según lo definido en el suplemento de precio correspondiente.

Bajo los términos de los contratos de préstamos, si incumpliéramos un compromiso o no pudiéramos remediarlo en el plazo estipulado, estaríamos en incumplimiento (default), situación que limitaría nuestra liquidez y, dado que la mayoría de nuestros préstamos contienen disposiciones de incumplimiento cruzado, dicha situación podría resultar en una exigibilidad anticipada de nuestras obligaciones.

A la fecha de emisión de este Prospecto ninguna porción de nuestra deuda está bajo algún supuesto de incumplimiento que podría desencadenar una disposición de aceleración. Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 estábamos en cumplimiento de todos los compromisos en relación con nuestra deuda.

Garantías Otorgadas

Actualmente todas las garantías otorgadas a CAMMESA en virtud del mantenimiento de ofertas bajo la licitación están canceladas.

Prenda de acciones clase A de la Sociedad

El 12 de febrero de 2021, la Sociedad fue notificada en los términos del artículo 215 de la Ley General de Sociedades de que YPF S.A. ha gravado 1.873.535.178 acciones ordinarias escriturales Clase A de la Sociedad con un derecho real de prenda en primer grado de privilegio a favor de La Sucursal Citibank N.A., establecida en la República Argentina, como agente de la garantía y en beneficio de ciertos beneficiarios, en virtud del Contrato de Prenda de Acciones y Cesión Fiduciaria con fines de Garantía celebrado por YPF S.A. el 12 de febrero de 2021. La mencionada cantidad de acciones son representativas del 50% del capital social y 50% de los votos de la Sociedad. Dicha prenda está sujeta a lo dispuesto por el estatuto y el Acuerdo de Accionistas de la Sociedad.

Inversiones Bienes de Capital

Inversiones de Capital

El siguiente cuadro indica nuestras inversiones en Bienes de Capital en los ejercicios finalizado el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2023		2022		2021	
Inversiones de Capital	En miles de pesos	(%)	En miles de pesos	(%)	En miles de pesos	(%)

Energía						
Centrales eléctricas y parques eólicos	100.394.843	79,9%	20.183.722	87,3%	12.544.659	86,6%
Materiales y repuestos	24.922.232	19,8%	2.835.778	12,3%	1.907.991	13,2%
Otros	325.971	0,3%	89.070	0,4%	30.069	0,2%
Total	125.643.046	100%	23.108.570	100%	14.482.719	100%

Desinversiones

No hemos hecho ninguna desinversión significativa en los últimos tres ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

Acuerdos fuera de balance

A la fecha del presente Prospecto la Compañía no cuenta con acuerdos fuera del balance.

HECHOS POSTERIORES

- Emisión de Obligaciones Negociables Clase XIV y XV

En fecha 27 de febrero de 2024 la Compañía emitió las Obligaciones Negociables Clase XIV y XV por un valor nominal de US\$ 18 millones y US\$ 11,3 millones, a una tasa fija del 3% y 6%, respectivamente, con un plazo de 36 meses.

- Habilitación comercial del incremento de potencia de la Central Térmica Dock Sud

El día 29 de febrero de 2024 Central Dock Sud S.A., subsidiaria de la Sociedad, recibió la notificación de Cammesa informando que aprobó la habilitación comercial del incremento de potencia del Ciclo Combinado de la Central Térmica Dock Sud. De esta manera queda habilitada la Operación Comercial en el MEM del Ciclo Combinado de la Central Térmica Dock Sud por una potencia neta a inyectar al SADI de hasta 839,80 MW

- Decreto de Necesidad y Urgencia N°70/2023.

El día 21 de diciembre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina el decreto de necesidad y urgencia N° 70/2023 denominado “Bases para la Reconstrucción de la Economía Argentina” (el “DNU 70”) que introdujo reformas de relevancia en diversos regímenes normativos vinculados a distintas materias. Las reformas introducidas por el DNU 70 se basan en tres ejes centrales, de acuerdo con lo que se indica en su redacción: (i) se declara la emergencia económica, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025, (ii) se promueve la desregulación del comercio, los servicios y la industria en todo el territorio nacional, y (iii) se busca fomentar un mayor relacionamiento comercial de la República Argentina con la comunidad internacional. El DNU 70 entró en vigencia a los ocho (8) días corridos de su publicación en el Boletín Oficial, es decir, el 29 de diciembre de 2023.

Entre los principales puntos del DNU 70, cabe destacar las siguientes modificaciones:

1) En materia de energía, bajo el título VIII, se derogan (i) la Ley N° 25.822 (Plan Federal de Transporte Eléctrico); (ii) el Decreto N° 1060/00 relativo a contratos de abastecimiento exclusivo de combustibles; (iii) el Decretos N° 1491/02 de contratos de exportación de energía eléctrica por Potencia Firme y Energía Eléctrica Asociada y los Acuerdos de Comercialización de Generación; (iv) el Decreto N° 634/03 de ampliaciones de transporte de energía eléctrica en alta tensión y por distribución troncal; y (v) el Decreto N° 311/06 que aprobó el otorgamiento de préstamos reintegrables del tesoro nacional al fondo unificado creado por la Ley N° 24.065 destinados al sostenimiento del sistema de estabilización de precios en el mercado eléctrico mayorista.

Adicionalmente, se introducen las siguientes modificaciones al Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica, aprobado por la Ley N° 27.424: (a) Se derogan los arts. 16 a 37 de la ley, relativos a (i) la creación del fondo fiduciario público denominado Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida (“FODIS”); (i) los beneficios promocionales a ser implementados a través del FODIS; y la creación del Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida a partir de fuentes renovables (“FANSIGED”); (b) Se faculta a la Secretaría de Energía a redeterminar la estructura de subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de energía eléctrica y gas natural. El beneficio deberá considerar principalmente un porcentaje de los ingresos del grupo conviviente, en forma individual o conjunta para la energía eléctrica y el gas natural, que será establecido por la reglamentación. Para calcular el costo de los consumos básicos se considerarán las tarifas vigentes en cada punto de suministro; y (c) se faculta a la Secretaría de Energía a definir los mecanismos específicos para materializar la asignación y percepción de subsidios por parte de los usuarios.

2) En materia de desregulación económica, entre otros puntos, se derogaron las siguientes leyes y/o artículos:

(i) Ley N° 26.992 – Ley de Observatorio de Precios, que creaba el Observatorio de Precios cuyo objeto era monitorear, relevar y sistematizar los precios y la disponibilidad de insumos, bienes y servicios que son producidos, comercializados y prestados en el territorio de la Nación y le permitía a dicho Ente recomendar requerimientos de información particulares a las empresas;

(ii) Ley N° 27.221 – Ley de Locación de Inmuebles con fines turísticos, que establecía que los contratos de locación de inmuebles que se celebren con fines turísticos, descanso o similares y cuyo plazo sea inferior a tres (3) meses se registrarían por las normas aplicables al contrato de hospedaje. De este modo, a partir de ahora se les

aplican idénticas normas a todos los contratos de locación (principio de libertad de contratación entre las partes);

(iii) Ley N° 27.545 – Ley de Góndolas, a partir de la cual se establecían determinadas reglas para la exhibición de alimentos, bebidas, productos de higiene personal y artículos de limpieza del hogar en las góndolas de los comercios;

(iv) Ley N° 20.680 – Ley de Abastecimiento, que le otorgaba a la Secretaría de Comercio la facultad de imponer severas medidas regulatorias como, por ejemplo, la fijación de precios mínimo o máximos (o márgenes de rentabilidad), o la obligación de producir, distribuir y comercializar en niveles o cuotas establecidas por aquélla; ello, además de las sanciones de naturaleza pecuniaria allí establecidas;

(v) Artículo 2 de la ley N° 21.799 - Carta orgánica del Banco de la Nación Argentina, que establecía que los depósitos judiciales de los Tribunales Nacionales en todo el país (excepto en jurisdicción de la Capital Federal) y ciertos depósitos de fondos en moneda extranjera de organismos del Estado Nacional o empresas con participación estatal, debían hacerse en el Banco de la Nación Argentina;

(vi) Artículos 5, 7, 8, 9, 17, 32, 35, 53 y 54 de Ley N° 25.065 - Ley de Tarjetas de Crédito. El DNU 70 sustituyó una serie de artículos de la mencionada ley, y redefinió el sistema de Tarjeta de Crédito, estableciendo nuevas regulaciones, incluyendo la obligación de divulgar la tasa de financiación, la no capitalización de intereses punitivos y la emisión de resúmenes mensuales detallados; y

(vii) Artículos 3, 4, 23, 26 y 29 de la Ley N° 9.643 - Ley de Operaciones de crédito mobiliario realizadas por medio de certificados de depósito y warrant, sustituyendo una serie de artículos que regulan las operaciones de crédito mobiliario.

3) En materia de reforma del estado, entre otros puntos, se resolvió la derogación de los siguientes cuerpos normativos:

- (i) Decreto-Ley N° 15.349/46 - Régimen de sociedades de economía mixta;
- (ii) Ley N° 13.653 - Régimen de funcionamiento de empresas del Estado;
- (iii) Ley N° 14.499 - Ley de haberes a los jubilados y pensionados aplicables a cajas nacionales; y
- (iv) Ley N° 20.705 - Ley de sociedades del Estado.

Adicionalmente, se introdujeron ciertas modificaciones a la ley N° 23.696 y a la ley N° 19.550 en relación con la transformación de empresas del Estado en sociedades anónimas. Las sociedades o empresas con participación del Estado se transformarán en sociedades anónimas y estarán sujetas a las prescripciones de la Ley N° 19.550, en igualdad de condiciones con las sociedades sin participación estatal y sin prerrogativa pública alguna. Se modifica el inc. 3 del art. 299 de la Ley N° 19.550, estableciendo que las sociedades de participación estatal estarán sujetas a fiscalización estatal permanente. A su vez, las empresas en las que el Estado Nacional sea parte no gozarán de ninguna prerrogativa de derecho público ni podrá el Estado Nacional disponer ventajas en la contratación o en la compra de bienes y servicios, ni priorizar u otorgar beneficios de ningún tipo, alcance o carácter en ninguna relación jurídica en la que intervenga.

4) En materia laboral, se realizaron modificaciones a las siguientes leyes, entre otras:

- (i) Ley N° 24.013 – Registro Laboral
- (ii) Ley N° 20.744 – Ley de Contrato de Trabajo
- (iii) Ley N° 14.250 – Convenciones Colectivas de Trabajo
- (iv) Ley N° 23.551 – Asociaciones Sindicales
- (v) Ley N° 27.555 – Régimen Legal del Contrato de Teletrabajo.

Con fecha 30 de enero de 2024, la Cámara del Trabajo resolvió el amparo planteado por la Confederación General del Trabajo (la “CGT”) declarando la inconstitucionalidad del capítulo 4 (correspondiente a la sección laboral) del DNU 70. No obstante, la presente sentencia no se encuentra firme.

5) Por otra parte, bajo el Título X “Justicia” del DNU 70 se derogó la Ley Nacional N° 27.551 - Ley de Alquileres,

que había sido dictada en el año 2020 y se introdujeron modificaciones en el Código Civil y Comercial de la Nación, según lo que se indica a continuación:

(i) Se modifican los artículos 765 y 766, relativos a las obligaciones de dar dinero, estableciendo (i) que el deudor solo se libera de su obligación si entrega las cantidades comprometidas en la moneda pactada, sea o no de curso legal en la República Argentina, y (ii) que los jueces no pueden modificar la forma de pago o la moneda pactada por las partes;

(ii) Se modifica el artículo 958 relativo a la libertad de contratación, estableciendo que (i) las partes son libres para celebrar un contrato y determinar su contenido dentro de los límites impuestos por la ley o el orden público, y (ii) que las normas legales siempre son de aplicación supletoria a la voluntad de las partes, aunque la ley no lo determine en forma expresa para un tipo contractual determinado, salvo que la norma sea expresamente imperativa y siempre con interpretación restrictiva;

(iii) Se modifica el artículo 960, estableciendo que los jueces no tendrán facultades para modificar las estipulaciones de los contratos, excepto que sea a pedido de una de las partes cuando lo autoriza la ley.

6) Asimismo, mediante el DNU 70 se introdujeron modificaciones en materia de comercio exterior, (incluyendo modificaciones al Código Aduanero), bioeconomía, minería, aerocomercio, salud, comunicación y turismo, entre otros. En materia de bioeconomía, se deroga la Ley N° 26.737 – Tierras Rurales.

La facultad de emitir decretos de necesidad y urgencia se trata de una disposición de carácter legislativo reconocida al Presidente de la Nación a través del artículo 99 inciso 3 de la Constitución Nacional y que solo puede utilizarse en aquellas circunstancias excepcionales o de emergencia en las que resulta imposible seguir los trámites ordinarios de sanción de leyes.

En este sentido, en tanto se trata de una medida de carácter excepcional, este tipo de decretos deben ser decididos en acuerdo general de ministros y contar con el refrendo conjunto de los mismos y del jefe de gabinete.

Una vez emitido, el Decreto de Necesidad y Urgencia fue sometido a la consideración de la Comisión Bicameral Permanente del Poder Legislativo, dicha Comisión debía expedirse respecto de su validez en idéntico plazo y elevar sus conclusiones al plenario de cada Cámara para su tratamiento. Sin embargo, se venció plazo sin que sus conclusiones hayan sido elevadas al plenario, por lo que las Cámaras podrán abocarse a su tratamiento.

El Congreso Nacional tiene la facultad de rechazar el decreto de necesidad y urgencia, para lo cual requiere el rechazo expreso de ambas Cámaras. Es decir, si sólo una de las Cámaras expresa su rechazo, el Decreto mantiene su vigencia. Lo mismo sucede si alguna de las Cámaras no se pronuncia al respecto. A su vez, cabe aclarar que el Congreso puede aprobar o rechazar el Decreto en su totalidad, pero no puede introducir enmiendas, agregados o modificaciones. Actualmente, el DNU 70 fue rechazado por la Cámara de Senadores el 14 de marzo de 2024 y queda sujeto al pronunciamiento de la Cámara de Diputados.

En el hipotético caso de rechazarse el Decreto, dicho rechazo produce efectos a partir de ese momento y no de forma retroactiva, por lo que quedan a salvo los derechos adquiridos durante su vigencia.

- *Proyecto de Ley de “Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos”.*

El 27 de diciembre de 2023 el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el mensaje 7/2023, remitió al Congreso de la Nación el Proyecto de Ley de “Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos” (el “Proyecto de Ley”).

El Proyecto de Ley declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, social, previsional, de seguridad, defensa, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025 prorrogables por dos años adicionales y delega una serie de facultades legislativas en el Poder Ejecutivo Nacional hasta tanto dure la emergencia.

Mediante el Proyecto de Ley, en su primera presentación, se han propuesto una serie de modificaciones con el objetivo de promover la libertad económica, la protección del derecho de propiedad, la producción y el desarrollo, junto con el impulso de la interacción libre entre la oferta y la demanda como modo de ordenamiento y reactivación de la economía. Además, se planteó la reconsideración de las funciones del Estado en los distintos sectores de la sociedad.

En su primera presentación al Congreso, el Proyecto de Ley promovía, entre otras cuestiones:

- La ampliación de facultades del Poder Ejecutivo Nacional en el marco de la emergencia declarada a los efectos de que pueda concentrar en un solo régimen el sistema nacional de contrataciones públicas y que posea facultades para reorganizar la Administración Pública Nacional;

- En línea con el punto anterior, atendiendo la necesidad de concentrar la actividad del Estado en sus funciones esenciales, se dispone la privatización de determinadas empresas públicas, en los términos y con los efectos de la Ley N° 23.696 de Reforma del Estado. Dentro de las empresas detalladas en el Anexo I del Proyecto de Ley, cabe mencionar:

- 1) YPF S.A.
- 2) Aerolíneas Argentinas S.A.
- 3) Agua y Saneamientos Argentinos S.A.
- 4) Banco de la Nación Argentina

- Por otra parte, se faculta al Poder Ejecutivo Nacional a disponer por razones de emergencia la renegociación o en su caso rescisión de los contratos de cualquier tipo que generen obligaciones a cargo del Estado, celebrados con anterioridad al 10 de diciembre de 2023 por cualquier órgano o ente descentralizado de la Administración Pública nacional, con excepción de los contratos suscritos en virtud de los procesos de privatización autorizados por la Ley N° 23.696 y que estén regidos en sus prestaciones por marcos regulatorios establecidos por ley; así como por aquéllos que cuenten con financiamiento internacional;

- La actualización de la Ley General de Sociedades N° 19.550. Entre las modificaciones más relevantes, el Proyecto de Ley propone la incorporación como sociedad unipersonal a las sociedades de Responsabilidad Limitada, a fin de facilitar la radicación de empresas extranjeras y se derogan todas las formas societarias especiales con participación estatal, ya que las mismas se transforman en sociedades anónimas de derecho privado.

- La creación del Régimen de Regularización de Obligaciones Tributarias, Aduaneras y de la Seguridad Social con el fin de lograr el pago voluntario de las obligaciones. En este marco, se prevé la posibilidad de que los contribuyentes y responsables se acojan al régimen, obteniendo distintos beneficios según la modalidad de la adhesión y el tipo de deuda que registren.

- La consolidación en el Estado Nacional de las tenencias de títulos de deuda pública de titularidad de las entidades del Sector Público Nacional comprendido en el artículo 8° de la Ley No. 24.156, y el Fondo de Garantía de la Sustentabilidad creado por el Decreto No. 897/2007.

- Se propusieron una serie de modificaciones a la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 (la "LH").

- La modificación de la ley N° 26.741, de Yacimientos Petrolíferos Fiscales. Se deroga el art. 1°, que declaraba de interés público nacional y como objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos.

- A los efectos de cumplir con los objetivos de emisiones netas absolutas de Gases Efectos Invernadero (GEI) comprometidos por la República Argentina en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional en el marco del Acuerdo de París, se faculta al Poder Ejecutivo Nacional a asignar derechos de emisión de GEI a cada sector y subsector de la economía compatibles con el cumplimiento de las metas de emisiones de GEI comprometidas por el país para el 2030 y sucesivas.

- La creación del Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI) por medio del cual se otorgarán incentivos a los titulares y/u operadores de grandes inversiones en proyectos nuevos o ampliaciones de existentes que adhieran a dicho régimen.

- Por último, se ratifica el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 70/23.

En posteriores presentaciones al Congreso de la Nación, el Gobierno Nacional propuso modificaciones al Proyecto de Ley tras el debate legislativo, entre ellas se promovió:

- La exclusión de YPF S.A. del listado de empresas públicas a ser privatizadas

- La privatización parcial de Banco de la Nación Argentina, de Empresa Argentina de Soluciones Satelitales Sociedad Anónima AR-SAT (ARSAT) y de Nucleoeléctrica Argentina S.A.; las empresas previamente mencionadas

seguirán sujetas a control estatal.

- Mantener sometidas al proceso de privatización a las empresas listadas en el Anexo I del Proyecto de Ley, y a aquellas indicadas en el Anexo II del Proyecto de Ley con ciertas restricciones.

Después de intensas negociaciones y cambios de último minuto solicitados por la oposición, el Gobierno presentó la versión final del Proyecto de Ley que se debatirá en la Cámara de Diputados donde se han eliminado, entre otras cuestiones, el capítulo fiscal, excluyendo temas como el blanqueo de capitales, aumento de retenciones, moratoria y cambios en la ley de impuesto a las ganancias y en la fórmula jubilatoria. Se retiró también la suspensión de la fórmula de movilidad y la propuesta de modificación del impuesto a las ganancias. La iniciativa original elevaba los derechos de exportación, pero este aspecto fue eliminado debido a desacuerdos en el capítulo económico. Se redujeron de 11 a 9 las emergencias declaradas (no se declara emergencia en materias de defensa, social o sanitaria), y se mantuvieron cambios en salud pública, defensa de la competencia, hidrocarburos, biocombustibles y otros, mientras se excluyeron al Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria y al Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas de las facultades de disolución. Además, se limitaron las facultades sobre prórroga de jurisdicción y rescisión de contratos.

El Proyecto de Ley fue aprobado en general por la Cámara de Diputados. Sin embargo, durante el tratamiento en específico el 6 de febrero de 2024, el presidente del bloque del oficialismo presentó una moción para que un artículo del Proyecto de Ley vuelva a ser tratado en comisión y la moción fue aceptada, por lo que deberá volver a ser tratado en comisión y cuando sea considerarlo nuevamente por la Cámara de Diputados, se le someterá al trámite ordinario como si no hubiese recibido sanción alguna.

El 9 abril de 2024, el oficialismo presentó el borrador final del Proyecto de Ley tras negociar con gobernadores y bloques aliados. Dentro de los puntos principales, se destacan:

- La declaración de emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética por el plazo de un año;
- La reducción del listado de las empresas a ser privatizadas total y parcialmente;
- El dictado de la Ley de Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes; y
- La restitución de la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias.

El 30 de abril de 2024, el Proyecto de Ley obtuvo media sanción en la Cámara de Diputados, siendo aprobado con un total de 142 votos afirmativos y 106 en contra.

A la fecha del presente Prospecto no es posible garantizar que el Proyecto de Ley obtenga la aprobación por la Cámara de Senadores. El impacto final que estas medidas puedan tener sobre nuestra situación financiera y el resultado de nuestras operaciones continúa siendo incierto.

- Notificación de liberación y cancelación de prenda y de la cesión fiduciaria con fines de garantía.

Con fecha 5 de abril de 2024, la Compañía recibió una notificación de liberación y cancelación de la prenda y de la cesión fiduciaria con fines de garantía por parte de La Sucursal Citibank N.A. establecida en la República Argentina, que se habían otorgado en razón del contrato de prenda de acciones y cesión fiduciaria con fines de garantía celebrado por GE EFS el 20 de marzo de 2018 (el "Contrato de Prenda de Acciones y Cesión Fiduciaria con fines de Garantía"). Mediante dicha notificación se le informó a la Sociedad que se ha liberado y cancelado: (i) el derecho real de prenda en primer grado de privilegio a favor de La Sucursal de Citibank, N.A. establecida en la República Argentina, en calidad de Agente de la Garantía (tal como dicho término se define en el Contrato de Prenda y Cesión Fiduciaria con Fines de Garantía) y para beneficio de ciertos beneficiarios, sobre las acciones emitidas por la Sociedad, representativas del veinticuatro con noventa y nueve por ciento (24,99%) del capital social y de los votos de la Sociedad; y (ii) la cesión fiduciaria con fines de garantía y en los términos del artículo 1680 y restantes normas del Capítulo 30 del Título IV del Libro Tercero del CCC, en favor de La Sucursal de Citibank, N.A. establecida en la República Argentina, en calidad de Agente de la Garantía con relación a la prenda y fiduciario, para beneficio de ciertos beneficiarios.

FACTORES DE RIESGO

Invertir en las obligaciones negociables emitidas en el marco del 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 Precio, si hubiera. Nuestra actividad, situación patrimonial y financiera y los resultados de nuestras operaciones podrían verse seria y adversamente afectados por cualquiera de estos riesgos. El precio de negociación de las obligaciones negociables emitidas en el marco del 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 Precio, 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 del Programa. 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 LUZ 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

Las obligaciones negociables estarán efectivamente subordinadas al pago de nuestro endeudamiento garantizado.

Salvo que se especifique de modo distinto en el respectivo Suplemento de Precio, las obligaciones negociables 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 Precio pertinente, el contrato de fideicomiso, si lo hubiera, no prohibirá que incurramos en endeudamiento adicional y contendrá excepciones significativas a la restricción sobre nuestra posibilidad de incurrir en deuda garantizada. Si nos declaráramos en quiebra o 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 de los prestamistas garantizados, esos activos podrían resultar insuficientes para satisfacer los créditos de los tenedores de las obligaciones negociables y otra deuda no garantizada, así como los créditos de otros acreedores generales quienes tendrán derecho a participar a prorrata con los tenedores de obligaciones negociables.

También podremos emitir obligaciones negociables subordinadas, especificándolo en el respectivo Suplemento de Precio o el contrato de fideicomiso, si lo hubiera. 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 Precio o el contrato de fideicomiso, si lo hubiera. Al 31 de diciembre de 2023, el monto de nuestra deuda senior garantizada asciende a US\$ 33,28 millones.

Podrá no desarrollarse o no ser sostenible un mercado de negociación activo para las obligaciones negociables

Puede que no exista un mercado de negociación activo para las obligaciones negociables. Podremos solicitar la negociación de las obligaciones negociables de una clase o serie 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 estas solicitudes. Si las obligaciones negociables fueran negociadas luego de su emisión inicial, podrán negociar a descuento a su precio de oferta

inicial, dependiendo de las tasas de interés prevaletientes, el mercado de títulos 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 clase o serie, o de desarrollarse, que se mantendrá tal mercado. Si no se desarrollara o mantuviera un mercado activo para la negociación de las obligaciones negociables, el precio de mercado y liquidez de las obligaciones negociables podrán verse seriamente afectados.

Las obligaciones negociables podrían estar sujetas a restricciones sobre transferencias que podrían limitar la capacidad de sus tenedores de venderlas.

Las obligaciones negociables podrán ser ofrecidas en base a una exención de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores de 1933 estadounidense y sus modificatorias. Como resultado, las obligaciones negociables 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 vender las obligaciones negociables adquiridas según se describa en el correspondiente Suplemento de Precio.

Podremos rescatar las obligaciones negociables antes de su vencimiento, según se prevea en las condiciones de emisión.

Todas las obligaciones negociables podrán ser rescatadas (i) en caso ocurrir ciertas modificaciones del régimen impositivo argentino, o (ii) a nuestra opción por cualquier otra razón, si así lo especificara el respectivo Suplemento de Precio. Podremos optar por rescatar tales obligaciones negociables cuando las tasas de interés prevaletientes estén relativamente bajas. En consecuencia, es posible que un inversor no pueda reinvertir los fondos obtenidos en el rescate en títulos 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 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 puede verse afectado en cualquier momento como consecuencia de fluctuaciones en el nivel de riesgo percibido respecto a la Compañía o el 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 las obligaciones negociables, mientras que una disminución en el nivel del mismo podría causar un aumento en el valor de mercado de las obligaciones negociables.

El nivel de riesgo percibido podrá verse influenciado por factores políticos, económicos, financieros y 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 podría verse modificado.

Los tenedores de obligaciones negociables podrían tener dificultades para hacer valer la responsabilidad civil de nuestra Compañía o nuestros directores, funcionarios y personas controlantes.

La Compañía está constituida bajo las leyes de Argentina, y nuestro domicilio social está ubicado en la Ciudad de Buenos Aires, Argentina. La mayoría de los directores, funcionarios y personas controlantes tienen su domicilio real en la Argentina. Asimismo, nuestros activos y sus activos están ubicados en la Argentina. Por ende, podría ser dificultoso para los tenedores de obligaciones negociables cursar notificaciones judiciales en jurisdicciones distintas a la 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 ser Estados Unidos, en materia de títulos valores. Asimismo, bajo la ley argentina, la ejecución de sentencias extranjeras es reconocida

siempre que se cumplan los requisitos de los artículos 517 a 519 del Código de Procesal Civil y Comercial de la Nación, entre ellos el requisito de que la sentencia no debe violar principios de orden público de la ley argentina, conforme lo determine el tribunal argentino. No podemos asegurar que un tribunal argentino no habría de considerar que la ejecución de una sentencia extranjera que nos obligue a realizar un pago bajo obligaciones negociables en moneda extranjera fuera de Argentina resulta contraria a las normas de orden público de Argentina, si en ese momento existieran restricciones legales que prohibieran a los deudores argentinos transferir divisas fuera de Argentina con el fin de cancelar deudas. En base a la opinión de nuestros asesores legales argentinos, existen dudas acerca de la exigibilidad contra nuestros directores, funcionarios y personas controlantes en Argentina, por responsabilidad fundada exclusivamente en las leyes federales de otros países, como ser 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 cuando dichas acciones sean contrarias a las normas de orden público de Argentina. Nuestros asesores legales argentinos también nos han informado 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 del 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 LUZ en la medida que sean determinados como esenciales para la prestación de un servicio público por un tribunal argentino.

Actualmente, los activos relacionados con el negocio de generación de energía de la Compañía se consideran parte de una actividad de interés general, y su embargo no está restringido por imperio de la ley. Si un tribunal argentino efectuara tal determinación con respecto a cualquiera de los activos de la Compañía, salvo que el gobierno argentino expresamente renunciara a ello con el alcance permitido por la ley aplicable, tales activos no estarían sujetos a embargo, ejecución u otro proceso legal en la medida en que se mantenga dicha determinación, y como resultado la capacidad de los acreedores de la Compañía de hacer valer una sentencia contra tales activos podría verse afectada negativamente.

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 sociedad calificadora.

La calificación otorgada a las obligaciones negociables emitidas 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 obligaciones negociables, sino que sólo refleja las consideraciones tenidas en cuenta por la sociedad calificadora al momento de la calificación.

No se puede 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 sociedad 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 las obligaciones negociables.

Los pagos de sentencias contra nuestra Compañía en relación con las obligaciones negociables emitidas bajo el Programa 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 cambiaras podrían ser eliminadas, suspendidas o modificadas sustancialmente.

Podríamos vernos imposibilitados de recomprar las obligaciones negociables ante un Cambio de Control.

Ante el acaecimiento de un Supuesto de Recompra por Cambio de Control tal como se describa en el respectivo Suplemento de Precio, podríamos estar obligados a ofrecer la recompra de todas nuestras obligaciones negociables en circulación al 101% de su valor nominal más los intereses devengados e impagos. Nuestra fuente de fondos para dicha recompra de obligaciones negociables serían los fondos disponibles, los fondos generados por nuestras operaciones u otras fuentes, incluidos préstamos, ventas de activos o ventas de acciones. Es posible que no podamos recomprar las obligaciones negociables ante el acaecimiento de un Supuesto de Recompra por Cambio de Control porque podríamos no contar con los fondos o recursos financieros suficientes para comprar todas las obligaciones negociables ofrecidas luego de un Supuesto de Cambio de Control. Si no recompráramos las obligaciones negociables ofrecidas ante un Supuesto de Recompra por Cambio de Control podríamos incurrir en un incumplimiento bajo el Contrato de Fideicomiso. No podemos asegurar que nuestros endeudamientos futuros no nos prohibirán comprar las obligaciones negociables ante un supuesto de cambio de control, establecer que un cambio de control sea un supuesto de incumplimiento o requerir la recompra de las obligaciones negociables ante un supuesto de cambio de control. Además, el ejercicio por parte de los tenedores de obligaciones negociables de su derecho a exigirnos la compra de las obligaciones negociables bajo el Contrato de Fideicomiso, podría provocar un supuesto de incumplimiento de otra de nuestras deudas, incluso si el supuesto de cambio de control no lo provoca por sí mismo, debido al efecto financiero que dicha compra nos provocaría.

Riesgos relacionados con la Argentina

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

La mayoría de nuestras operaciones, propiedades y clientes se ubican en Argentina y, como resultado, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas que prevalecen en Argentina. El inversor debe hacer su propia evaluación sobre Argentina y las condiciones prevalecientes en el país antes de tomar una decisión de inversión en nosotros.

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; disponibilidad de combustible para generación; 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 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.

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 cada gobierno argentino adopte 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.

No podemos garantizar que las políticas actuales que se aplican al sector energético 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 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 el resultado de nuestras 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, clasificación que se mantiene a la fecha del presente. 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 deuda 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") y demandas ante tribunales de Nueva York en razón de la expropiación de YPF S.A. 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 el 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 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 ("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 periodo 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.

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.

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. La inestabilidad económica global como la incertidumbre acerca de las políticas de comercio internacionales, 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, las fluctuaciones en las tasas de interés en los Estados Unidos y otros países desarrollados, las tensiones geopolíticas entre Estados Unidos y varios países extranjeros, el conflicto entre Rusia y Ucrania, el conflicto entre Israel y Hamás en la Franja de Gaza, el conflicto de Israel en el 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 que afecta los precios del petróleo crudo, discordias idiosincrásicas, políticas y sociales, ataques terroristas, degradaciones de la deuda soberana y una enfermedad pandémica podrían afectar la economía argentina y poner en peligro la capacidad de Argentina para estabilizar su economía, entre otras circunstancias no enumeradas que pudieran afectar. 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 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 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.

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 y el impacto que dichas variaciones pueden tener en el resultado de nuestras operaciones.

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 del 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, condición financiera y resultados de operaciones.

Los cambios en las leyes tributarias argentinas y / o la implementación de 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, condición financiera y resultados de operaciones.

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, condición financiera y resultados de las operaciones.

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, condición financiera y resultados de operaciones. Véase "*Información adicional – Carga tributaria*".

Las medidas implementadas por el nuevo gobierno podrían afectar el negocio de la Emisora

El 22 de octubre de 2023 se realizaron las elecciones presidenciales y legislativas, culminando el 19 de noviembre de 2023 con el ballotage presidencial, que determinó la elección de Javier Milei como presidente de Argentina.

En fecha 12 de diciembre de 2023 la nueva administración, implementó una serie de medidas económicas, entre las cuales cabe destacar:

- Devaluación del 118,3% del peso en relación al Dólar Estadounidense;
- Suspensión de nuevas licitaciones de obra pública;
- Reducción a los subsidios de energía y transporte;
- Disminución del aparato estatal y reducción de número de ministerios y secretarías;
- Suspensión de la publicidad oficial; y
- Simplificación del sistema de importaciones;

El gobierno recientemente elegido ha sancionado el Decreto N° 70/2023, que contempla varias medidas para reducir el tamaño de la administración pública y el gasto público y desregular la economía. Además, el 27 de diciembre de 2023, el poder ejecutivo argentino envió al congreso nacional un proyecto de ley titulado "Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos". El proyecto de ley 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, y delega una serie de facultades legislativas en el poder ejecutivo argentino mientras dure la emergencia. El proyecto de ley también incluye una serie de reformas legales, institucionales, tributarias y penales que afectan a diversos sectores de la economía. Véase "Marco Legal y Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino—Decreto N° 70/2023" y "Marco Legal y Regulatorio y Relación con el Gobierno Argentino—Proyecto de Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos".

Es difícil predecir el impacto de las medidas implementadas por el gobierno hasta la fecha y/o las futuras medidas y/o el resultado del ambicioso esquema de desregulación que se intenta aplicar mediante el Decreto N° 70/2023 y el mencionado proyecto de ley. Dichas medidas podrían afectar a la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

El Gobierno Nacional podrá implementar nuevos y mayores cambios en la política y regulaciones actuales o mantener las existentes. Estos eventos pueden afectar adversamente la economía de la Emisora.

Riesgos relacionados con el sector eléctrico argentino

El Gobierno Argentino ha intervenido el sector eléctrico en el pasado y es probable que esa intervención continúe.

Históricamente, el Gobierno Argentino ha tenido un rol activo en el sector eléctrico mediante la titularidad y conducción de empresas estatales dedicadas a la generación, transmisión y distribución de electricidad. Desde 1992 y tras el dictado de la Ley N° 24.065 y la privatización de varias empresas estatales, el Gobierno Argentino atenuó su control sobre el sector, creando un mercado de libre competencia en el sector de generación. No obstante ello, el sector eléctrico de Argentina sigue estando sujeto a regulación e intervención estatal.

Por otra parte, en respuesta a la crisis económica que atravesó Argentina entre 2001 y 2002, el Gobierno Argentino declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria (la "Ley de Emergencia Pública" o Ley N° 25.561), emergencia que se extendió finalmente hasta diciembre de 2017 (Leyes N° 25.972; N° 26.077, N° 26.204; N° 26.339; Ley N° 26.456; N° 26.563; N° 26.729; 26.896; N° 27.200; N° 27.345). En el marco de esta emergencia se introdujeron una serie de reformas significativas en el marco regulatorio aplicable al sector eléctrico, que se apartaron de los principios y disposiciones de la Ley N° 24.065.

Estos cambios han tenido importantes efectos adversos en las empresas de generación, distribución y transporte de energía eléctrica e incluyeron, entre otras medidas, la sanción de precios tope a la energía pagada a los generadores, el congelamiento de los pagos por potencia, la retención de acreencias a los generadores, la transferencia de subsidios a las tarifas de distribución, la prohibición de los mecanismos de ajuste por inflación y demás mecanismos indexatorios, la limitación a la capacidad de las empresas de distribución de electricidad de trasladar al consumidor los incrementos en los costos producto de cargos regulatorios, y la modificación del mecanismo de fijación de precios spot en el MEM, los cuales tuvieron un impacto significativo en el sistema,

generando un déficit en el Fondo de Estabilización del MEM e impactando directamente a todos los agentes del mercado, incluyendo a los generadores de electricidad, con diferencias de precios significativas dentro del mercado.

Entre 2015 y 2017, el Gobierno Argentino intervino en el sector eléctrico mediante diversas medidas, como la creación de cargos para recaudar fondos destinados a inversiones en infraestructura y programas de construcción de nuevas plantas y ampliación de redes. Se implementaron cambios en los mecanismos de fijación de precios, centralizando la gestión comercial en CAMMESA. Se establecieron regímenes especiales de remuneración y contratos, como el de "Energía Plus" y el Programa RenovAr. Desde 2015, se han realizado reformas, como la dolarización de precios a generadores y levantamiento de restricciones a la adquisición de combustible. Se aprobaron ajustes en tarifas y precios de electricidad. En 2019 se sancionó la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, delegando al Ejecutivo facultades para reestructurar tarifas e intervenir en entes reguladores. Hubo cambios en esquemas remunerativos y se iniciaron procesos de renegociación tarifaria. En 2023 se declaró emergencia en generación, transporte y distribución de energía hasta 2024. Se dispuso iniciar revisión tarifaria y se derogaron normativas relacionadas con el sector energético. El 3 de enero 2024, mediante Resoluciones N° 2/2024 y 3/2024, el ENRE resolvió convocar a audiencias públicas (celebradas el día 26 y el 29 de enero de 2024, respectivamente), para la adecuación transitoria de tarifas de transporte y distribución (EDENOR S.A, EDESUR S.A, Transener S.A, Transba S.A, Transpa S.A, Transco S.A, Transnea S.A, Transnoa S.A, Distrocuyo S.A, EPEN). Para más información véase la sección "La Industria Eléctrica de Argentina" del presente Prospecto.

En virtud de lo descripto, la Sociedad no puede asegurar que las modificaciones del sector de energía eléctrica sean implementadas tal como describen, o si dichos cambios se implementarán en el tiempo propuesto, o si se implementarán en absoluto o si se implementarán otro tipo de medidas que afecte al sector. Es posible que el Gobierno Argentino adopte medidas que puedan tener un efecto adverso significativo en el negocio y en el resultado de las operaciones de la Sociedad, o bien que el Gobierno Argentino modifique el marco regulatorio y/o adopte medidas en el marco de la emergencia del sector energético nacional (incluyendo el segmento de generación de electricidad) recientemente declarada, que pueden tener un efecto directo o indirecto en la industria de generación de electricidad y, por consiguiente, en la situación patrimonial y el resultado de las operaciones de la Sociedad, como también en su capacidad de cumplir con sus compromisos de pago.

Las compañías de generación, distribución y transporte de energía eléctrica se han visto significativa y adversamente afectadas por las medidas de emergencia adoptadas en respuesta a la crisis económica de 2001 y 2002, muchas de las cuales aún siguen vigentes.

Como se detalló anteriormente, desde la crisis económica de 2001 y 2002, el sector eléctrico de Argentina se ha caracterizado por estar sujeto a reglamentaciones y políticas públicas que han generado distorsiones en el mercado eléctrico y su marco regulatorio, puntualmente, en materia de precios, en toda la cadena de valor del sector (generación, transporte y distribución). Históricamente, los precios de la energía eléctrica en Argentina se calculaban en dólares estadounidenses y los márgenes se ajustaban periódicamente para reflejar las variaciones respecto a los costos. En enero de 2002 la Ley de Emergencia Pública autorizó al Estado Nacional a renegociar sus contratos de servicios públicos. Bajo esta ley, el Gobierno Argentino revocó disposiciones que exigían realizar ajustes de precios y todos los demás mecanismos indexatorios en los contratos de servicios públicos. Asimismo, se congelaron las tarifas y se convirtieron sus valores originales en dólares estadounidenses a pesos argentinos, a razón de Ps. 1,00 por US\$ 1,00.

Dichas medidas, sumadas al efecto de una inflación elevada y la devaluación del Peso de los últimos años, llevaron a una caída significativa en los ingresos de ciertos segmentos del mercado eléctrico y a un aumento considerable de los costos en términos reales, que ya no podían recuperarse a través de los ajustes en los márgenes o los mecanismos de fijación de precios. Esta situación, a su vez, llevó a ciertas empresas de servicios públicos a suspender los pagos de su endeudamiento financiero (que siguió denominado en dólares estadounidenses a pesar de la pesificación de los ingresos), que efectivamente impidió a dichas sociedades obtener financiación adicional en los mercados de crédito locales o internacionales y efectuar inversiones adicionales.

No controlamos ni podemos predecir que se adopten medidas para resolver los problemas estructurales creados por la crisis económica del 2001 y 2002 y sus consecuencias. Asimismo, no podemos asegurar al inversor que,

en el marco de la emergencia en el sector energético nacional (declarada mediante el Decreto N° 55/2023), u otras emergencias que pudieran declararse en el futuro, el Gobierno Argentino no adoptará medidas, que pudieran afectar nuestros ingresos y márgenes o aumentar aún más nuestras obligaciones en materia regulatoria, lo cual tendría un efecto negativo en nuestra actividad comercial y los resultados de nuestras operaciones. Para más información, véase el capítulo *“La Industria Eléctrica de Argentina”*.

CAMMESA y otros clientes del sector podrían alterar y/o demorar los pagos a los generadores de energía eléctrica.

Los pagos que la Compañía recibe de CAMMESA dependen de los pagos que CAMMESA recibe a su vez de otros actores del MEM, tales como las distribuidoras eléctricas y del Gobierno Argentino. Desde 2012, un número significativo de actores del MEM (principalmente distribuidoras) incumplieron con el pago de las sumas adeudadas a CAMMESA, lo cual afectó en forma adversa la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus propias obligaciones de pago a los generadores, incluida la Compañía. Asimismo, CAMMESA habría dejado de percibir ingresos suficientes para hacer frente al pago de la totalidad de la energía eléctrica abastecida por los generadores, en gran parte, porque las tarifas de los usuarios residenciales no alcanzarían a cubrir el real costo de la generación, lo que impediría que las Distribuidoras afronten el pago total de la misma sin subsidios por parte del Estado Nacional. Según lo establecido, CAMMESA debe realizar el pago a los generadores a los 42 días de finalizado el mes en que ocurrió el suministro, sin embargo, debido a los pagos fuera de término realizados por los distribuidores a CAMMESA y a la necesidad de aportes del Tesoro dada la existencia de tarifas subsidiadas, los pagos a generadores sufren demoras que, en algunos casos, han llegado a más de los 100 días. A la fecha de emisión del Prospecto, la demora de CAMMESA es de 105 días.

Adicionalmente, las tarifas bajo nuestros PPA con CAMMESA están denominadas en dólares y son pagaderas en pesos. CAMMESA cubre cualquier fluctuación del tipo de cambio que ocurra durante los primeros 42 días posteriores a la fecha de facturación. La compañía está expuesta a riesgo devaluatorio si se produce una devaluación del peso durante el período comprendido entre el día 42 y la fecha de pago real. No obstante esto, de conformidad con la normativa vigente aplicable, CAMMESA debe pagar intereses por pago fuera de término a los generadores. Los resultados de nuestras operaciones se han visto afectados y podrían verse afectados por la fluctuación del tipo de cambio entre el dólar y el peso. Véase *“La Industria Eléctrica Argentina - Precio del despacho de electricidad y el Mercado Spot - El precio estacional y el Fondo de Estabilización”* del Prospecto.

La Compañía no puede asegurar al inversor que CAMMESA estará en condiciones de pagar a los generadores tanto por la energía despachada como por la capacidad de generación puesta como así tampoco que se determine de forma unilateral la cancelación de saldos adeudados mediante alternativas no previstas en los respectivos contratos. En el pasado, se implementó un sistema en el que se procedió a convertir una porción significativa de los saldos impagos en LVFVD; una práctica que podría repetirse en el futuro o podría implementarse algún esquema alternativo respecto de los pagos adeudados. La imposibilidad de CAMMESA 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.

A la fecha, la Compañía, ha celebrado PPA con CAMMESA, YPF y con otros grandes clientes del sector privado para la venta de energía. Con el fin de mitigar los riesgos crediticios asociados a los grandes clientes del sector privado, la Compañía realiza un análisis crediticio técnico, previo al cierre de firma de los PPA, en donde bajo la información financiera provista por los clientes, el sistema de informes NOSIS y un análisis externo basado en escores crediticios, se concluye el límite máximo crediticio con el que el cliente califica. Dicho análisis es presentado y aprobado por el Directorio, para luego poder iniciar la firma del PPA. No podemos asegurar que CAMMESA ni los clientes antes mencionados cumplan en tiempo y forma con sus obligaciones de pago bajo los PPA, lo que puede afectar de manera adversa nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

El incremento en las tarifas puede afectar la demanda de electricidad, e impactar negativamente en la situación económico – financiera de las compañías de generación de electricidad.

Una significativa reducción en la demanda de electricidad o el incremento de la morosidad en el pago de la Energía por usuarios y las Distribuidoras y/o un incremento en las tarifas podría llevar a que las compañías de

generación de electricidad, como es el caso de la Emisora, registren ingresos y resultados más bajos, afectando de manera adversa nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

En Argentina existen ciertas restricciones al transporte que afectan de manera adversa la capacidad de los generadores de inyectar toda la energía que pueden producir, además de representar una reducción de las ventas.

La energía que los generadores pueden entregar al sistema en todo momento depende de la capacidad del sistema de transporte que lo vincula con éste. En ciertas épocas del año, o en determinadas situaciones de operación, el sistema de transporte restringe la capacidad de entrega de la energía que el generador podría ofrecer. Esta situación provoca que los generadores térmicos y renovables dejen de vender una cierta cantidad de energía que podrían haber entregado. Como resultado, se genera una mayor cantidad de energía de la que puede transmitirse por medio del sistema de transporte. Cualquier limitación en la transmisión de la energía puede incrementar los costos y/o reducir los ingresos, afectando negativamente los resultados financieros de la Emisora. Véase “La Industria Eléctrica Argentina - Régimen de inscripción al RENPER: Disposición N° 1-E/18”

La Compañía no puede asegurar que sus nuevos proyectos de generación de energía de fuentes renovables destinados al MATER obtengan dicha prioridad - en parte o en su totalidad -, lo que podría tener un efecto sustancial adverso sobre las operaciones de los proyectos afectados y un efecto material adverso sobre la situación patrimonial de la Compañía. Actualmente, nuestros parques Manantiales Behr, Los Teros I y II y Cañadón León y parque solar Zonda tienen una prioridad de despacho de 99 MW, 175 MW, 101,52 MW y 53MW respectivamente. Por su parte, el proyecto eólico en construcción en la localidad de General Levalle tiene una prioridad de despacho de 128MW.

La capacidad de la Compañía de generar electricidad en sus centrales de generación térmica depende en parte de la disponibilidad o el precio del gas natural y transporte y, en menor medida, de combustible líquido, y las fluctuaciones en la provisión o el precio del gas natural y transporte y del combustible líquido, los cuales podrían tener un efecto sustancialmente adverso sobre los resultados de las operaciones.

La provisión del gas natural y del gasoil usados en las centrales de generación termoeléctrica de la Compañía ha resultado afectada en el pasado –y podría volver a ser afectada ocasionalmente en el futuro– por alguno de los siguientes factores: la disponibilidad de gas oil, gas natural y su transporte en Argentina y la necesidad de importar gas natural y gasoil a precios superiores a los precios aplicables a la provisión doméstica. La Compañía no puede asegurar que haya suficiente capacidad de producción y transporte de gas natural para abastecer las centrales térmicas.

Bajo los PPA para las centrales térmicas que la Compañía ha celebrado con CAMMESA, exceptuando el PPA correspondiente a LPC II donde YPF será responsable de proveer el combustible, CAMMESA tiene la opción de proveerle el gas natural o el gasoil o de reembolsar el precio de los mismos a la Compañía. Por su parte, bajo los PPA que la Compañía ha celebrado con YPF para Loma Campana I, Loma Campana Este y CT Manantiales Behr, YPF es responsable de proporcionar a la Compañía el gas natural y el gasoil necesario para operar dichas centrales. En el caso de LPCI, si bien no es una energía que se encuentre contractualizada actualmente, por lo establecido en el Contrato de Vapor, YPF es responsable de proporcionar a la Compañía el gas natural y el gasoil necesario para operar la central.

Si CAMMESA o YPF dejaran de abastecer a la Compañía de gas natural o gasoil y ésta se viera imposibilitada de comprar gas natural y gasoil a precios que les resulten favorables o reembolsables por CAMMESA, o si la provisión de gas natural o de gasoil sufriera una reducción, los costos de la Compañía podrían incrementarse o su capacidad de operar rentablemente sus instalaciones de generación termoeléctrica podría resultar menoscabada. Dicha alteración en su actividad de generación termoeléctrica a su vez tendría efectos adversos sustanciales sobre su actividad, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial, y su capacidad de afrontar sus compromisos de pago.

La capacidad de la Compañía de operar parques eólicos de manera rentable depende en gran medida de adecuados vientos y demás condiciones climáticas.

La cantidad de energía generada por los parques eólicos y su rentabilidad dependen en gran medida de las condiciones climáticas, en particular las condiciones de viento que varían sustancialmente en las diferentes ubicaciones de los parques eólicos, las estaciones y los años. Las variaciones en las condiciones del viento en los sitios de los parques eólicos ocurren como resultado de fluctuaciones diarias, mensuales y estacionales en las corrientes de los vientos y, en el largo plazo, como resultado de cambios y variaciones climáticas más generales. Dado que las turbinas sólo funcionarán cuando las velocidades de los vientos caigan dentro de ciertos rangos específicos que varían por tipo y fabricante de turbinas, si las velocidades de los vientos cayeran fuera de estos rangos o se acercaran a los más bajos, disminuiría la producción de energía en los parques eólicos de la Compañía.

Durante la fase de desarrollo y antes de la construcción de un parque eólico, se realiza un estudio de vientos para evaluar el recurso eólico potencial del sitio a lo largo de un período de varios años. La Compañía lleva a cabo estos estudios de vientos con equipos propios o de terceros, y de forma independiente con consultores externos, con respecto al factor de carga estimado resultante de nuestros estudios de factor de viento y el modelo de turbinas a ser usadas por la Compañía. Basa su presupuesto y decisiones de inversión en los hallazgos de estos estudios. La Compañía no puede garantizar que las condiciones climáticas observadas en el sitio de un proyecto coincidirán con los presupuestos que asumió durante la fase de desarrollo de proyecto en función de dichos estudios y por lo tanto no puede garantizar que sus parques eólicos o proyectos de parques eólicos podrán satisfacer los niveles de producción anticipados. Puede suceder que los patrones de vientos y la producción de electricidad futuros en los parques eólicos de la Compañía no reflejen los patrones de vientos históricos en los respectivos sitios o las proyecciones, y que los patrones de vientos en cada sitio cambien con el paso del tiempo.

Si, en el futuro, el recurso eólico en las áreas donde se ubican los parques eólicos de la Compañía es inferior a lo esperado, la producción de electricidad en dichos parques eólicos sería más baja de lo esperado, quizás significativamente, y por lo tanto podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones y exponer a la Compañía y sus subsidiarias a eventuales penalidades bajo sus PPA con clientes privados y con CAMMESA.

La capacidad de la Compañía de operar parques solares fotovoltaicos de manera rentable depende en gran medida de un adecuado recurso solar y demás condiciones climáticas.

La cantidad de energía generada por los parques solares y su rentabilidad dependen en gran medida de las condiciones climáticas, en particular las condiciones de radiación que varían sustancialmente en las diferentes ubicaciones de los parques solares, las estaciones y los años. Las variaciones en las condiciones del sol en los sitios de los parques solares ocurren como resultado de fluctuaciones diarias, mensuales y estacionales y, en el largo plazo, como resultado de cambios y variaciones climáticas más generales. Dado que el parque sólo funcionará cuando las condiciones caigan dentro de ciertos rangos específicos que varían por tipo y fabricante de tecnología, esto afectaría la producción de energía en los parques solares fotovoltaicos de la Compañía.

Durante la fase de desarrollo y antes de la construcción de un parque solar-fotovoltaico, se lleva a cabo un estudio de recurso solar potencial. La Compañía lleva a cabo estos estudios con equipos propios o de terceros, y de forma independiente con consultores externos, con respecto al factor de carga estimado resultante de nuestros estudios de factor de capacidad y la tecnología de generación a ser usada por la Compañía. Basa su presupuesto y decisiones de inversión en los hallazgos de estos estudios. La Compañía no puede garantizar que las condiciones climáticas observadas en el sitio de un proyecto coincidirán con los presupuestos que asumió durante la fase de desarrollo de proyecto en función de dichos estudios y por lo tanto no puede garantizar que sus parques solares o proyectos de parques solares podrán satisfacer los niveles de producción anticipados. Puede suceder que la irradiación y la producción de electricidad futuros en los parques solares de la Compañía no reflejen las proyecciones y/o previsiones, y que cambien con el paso del tiempo.

Si en el futuro, el recurso solar en el área donde se ubican los parques solares fotovoltaicos es inferior a lo esperado, la producción de electricidad en dichos parques solares sería más baja de lo esperado, quizás significativamente, y por lo tanto podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones y exponer a la Compañía y sus subsidiarias a eventuales penalidades bajo sus PPA con clientes privados y con CAMMESA.

La Compañía puede tener que enfrentar competencia.

Los mercados de generación de energía eléctrica en los que opera la Compañía se caracterizan por tener numerosos participantes, muchos de los cuales tienen vasta y diversificada experiencia en materia de operaciones o desarrollo (tanto en el ámbito nacional como en el internacional) y recursos financieros similares o significativamente superiores a los de la Compañía. Para más información, véase "*Información sobre la Emisora – Competencia*". Una mayor competencia podría traer aparejada una baja en los precios de venta de energía y/o un aumento en los costos de adquisición de combustibles, materias primas y activos existentes y, por lo tanto, afectar en forma adversa la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La Sociedad y sus competidores están conectados a la misma red eléctrica, para más información véase el Factor de Riesgo "*En Argentina existen ciertas restricciones al transporte que afectan de manera adversa la capacidad de los generadores de inyectar toda la energía que pueden producir, además de representar una reducción de las ventas*". Por otra parte, el Gobierno Argentino o el licenciatario de transporte y/o distribución puede no efectuar las inversiones necesarias para aumentar la capacidad del sistema de modo tal que, en el supuesto de producirse un incremento en la producción de energía, le permita a la Compañía y a los generadores nuevos y existentes despachar de manera eficiente la energía eléctrica producida a la red eléctrica y a los clientes. Por consiguiente, una mayor competencia podría afectar la capacidad de la Compañía de entregar sus productos a los clientes, con el consiguiente efecto negativo en su situación patrimonial y resultado de sus operaciones.

La Compañía compite con otras empresas de generación por los MW de capacidad que se asignan mediante procesos licitatorios de oferta de nueva capacidad de generación y/o de acceso a la capacidad de transporte. Debido a la competencia que existe entre las empresas de generación en estos procesos de licitación, la Sociedad no puede predecir si resultará adjudicataria de los proyectos que presente en dichas licitaciones y/o de acceso a la red de transporte eléctrico requerido por los distintos proyectos.

La Sociedad opera en un sector altamente regulado que impone significativos costos a sus negocios y podría ser objeto de multas y pasivos, que a su vez podrían tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de sus operaciones.

La Sociedad está sujeta a un amplio espectro de controles y normas federales, provinciales y municipales, entre ellas las leyes y reglamentaciones tarifarias, laborales, previsionales, de salud pública, de protección al consumidor, ambientales y de defensa de la competencia. Asimismo, Argentina posee 23 provincias y una ciudad autónoma (la Ciudad Autónoma de Buenos Aires), y cada una de ellas está facultada por la Constitución Nacional de Argentina a sancionar su propia legislación sobre impuestos, temas ambientales y el uso del espacio público. Dentro de cada provincia, los gobiernos municipales también tienen facultades para regular estos temas. Si bien la generación de electricidad es considerada una actividad de interés general sujeta a la legislación federal, debido a que sus plantas están situadas en distintas provincias, la Sociedad también está sujeta a legislación provincial y municipal. Los futuros acontecimientos que puedan ocurrir en las provincias y municipalidades respecto de temas impositivos (entre ellos los impuestos a las ventas, a la seguridad y la salud y los servicios en general), asuntos ambientales, el uso del espacio público u otras cuestiones podrían tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Sociedad. El cumplimiento de las leyes y reglamentaciones actuales o futuras podría obligar a la Sociedad a realizar gastos significativos y tener que desviar fondos de las inversiones programadas, causando un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

Asimismo, la falta de cumplimiento de las leyes y normas existentes por parte de la Sociedad, o la reinterpretación de las normas actualmente vigentes, así como las nuevas leyes o reglamentaciones que puedan sancionarse, tales como las relativas a las instalaciones de almacenamiento de combustibles y de otro tipo, sustancias volátiles, seguridad en Internet, emisiones o calidad del aire, el transporte y disposición de residuos sólidos y peligrosos u otras cuestiones ambientales, así como los cambios en la naturaleza del proceso regulatorio de la energía, podrían someter a la Sociedad a multas y penalidades, causando un impacto adverso significativo sobre nuestro negocio y situación financiera.

La demanda de energía eléctrica es estacional, mayormente, a causa de factores climáticos.

La demanda de energía eléctrica fluctúa según la estación del año, pudiendo verse afectada significativa y adversamente por factores climáticos. En verano (de diciembre a marzo), la demanda de energía eléctrica puede

incrementar sustancialmente debido al uso de equipos de aire acondicionado. En invierno (de junio a agosto), la demanda de energía eléctrica puede fluctuar, en razón de las necesidades de iluminación y calefacción. Siendo los meses de otoño y primavera los de menor consumo eléctrico. Por consiguiente, los cambios estacionales pueden afectar el resultado de las operaciones y la situación financiera de la Compañía.

El negocio de la Compañía está sujeto a los riesgos asociados a desastres naturales o accidentes catastróficos o ataques terroristas.

Las plantas de generación o la infraestructura de transmisión de electricidad o transporte de combustible de terceros que la Compañía utiliza pueden sufrir daños a causa de inundaciones, incendios, terremotos u otros desastres catastróficos provocados por causas naturales o por el hombre, en forma accidental o intencional. La Compañía podría experimentar graves interrupciones en sus actividades y mermas significativas en sus ingresos a causa de una menor demanda producto de una catástrofe, o incurrir en considerables costos adicionales no contemplados por las cláusulas de las pólizas de seguro por lucro cesante. Es posible que transcurra un lapso de tiempo importante entre el acaecimiento de un accidente mayor y el cobro de la indemnización final de las pólizas de seguro de la Compañía, las que habitualmente están sujetas a franquicias no recuperables y a límites máximos por incidente y limitaciones de cobertura. Por otra parte, cualquiera de estos acontecimientos podría tener efectos en la demanda de energía eléctrica de algunos de los clientes de la Compañía y de los consumidores, en general, en el mercado afectado. Algunas de estas consideraciones podrían tener un efecto material adverso en la situación financiera y el resultado de las operaciones de la Compañía.

Nuestras actividades podrían verse alcanzadas por riesgos resultantes de cambios tecnológicos de la industria de la energía eléctrica.

La industria de la energía está sujeta a cambios tecnológicos de gran alcance, tanto en el lado de la generación como en el lado de la demanda. Por ejemplo, con respecto a la generación de energía, el desarrollo de dispositivos de almacenamiento de energía (almacenamiento de baterías en el rango de megavatios) o instalaciones para el almacenamiento temporal de energía a través de la conversión a gas. Cabe también mencionar el incremento en el suministro de energía producto de aplicación de nuevas tecnológicas como el fracking o la digitalización de redes de generación y distribución.

Las nuevas tecnologías para aumentar la eficiencia energética y mejorar el aislamiento térmico, para la generación directa de energía a nivel de los consumidores o que permitan mejorar la realimentación (por ejemplo, utilizando el almacenamiento de energía para la generación renovable), podría derivar en cambios estructurales en el mercado, del lado de la demanda, a favor de fuentes de energía con bajo o nulo CO2 o en favor de la generación de energía descentralizada, por ejemplo a través de centrales eléctricas de pequeña escala dentro o cerca de zonas residenciales o instalaciones industriales o la instalación de paneles solares domésticos. Si nuestro negocio no puede reaccionar ante los cambios causados por los nuevos desarrollos tecnológicos y los cambios en la estructura del mercado, nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones, podrían verse afectados negativamente.

Las centrales eléctricas de la Compañía están sujetas al riesgo de averías mecánicas y eléctricas, afectando la disponibilidad de dichas centrales.

Las unidades de generación de electricidad de la Compañía están expuestas al riesgo de que se produzca una avería mecánica o eléctrica y pueden experimentar períodos de falta de disponibilidad que afecten la capacidad de la Compañía de generar electricidad. De conformidad con lo establecido en la mayoría de los PPA que la Compañía ha celebrado y bajo el Régimen Energía No Contractualizada para la generación térmica, la Compañía será remunerada principalmente por la disponibilidad de potencia de las centrales y, en menor medida, por la energía efectivamente despachada. A su vez, de conformidad con lo establecido en los PPA relacionados con las centrales de energía de fuente renovable, la Compañía será remunerada por la energía efectivamente despachada al SADI y la potencia eléctrica puesta a disposición del sistema. Por lo tanto, la falta de disponibilidad imprevista de cualquiera de las centrales de generación de la Compañía podría afectar adversamente la capacidad de la Compañía para cumplir con los PPA o el Régimen Energía No Contractualizada y, en consecuencia, afectar adversamente su situación patrimonial o el resultado de sus operaciones.

El equipamiento, instalaciones y operaciones de la Sociedad están sujetos a regulaciones sobre medio ambiente y sanidad que pueden tener un impacto negativo en el negocio de la Sociedad.

Las actividades de generación de la Compañía están sujetas a legislación federal, provincial y municipal, así como a la supervisión de organismos de gobierno y entes reguladores responsables de la implementación y evaluación de leyes y políticas sobre medio ambiente. La Compañía trabaja cumpliendo con la legislación vigente y la instrucción de los organismos competentes y de CAMMESA, sin embargo, no se puede garantizar que por algún evento podrían imponer multas a la Compañía. Es posible que futuras regulaciones ambientales exijan a la Compañía realizar inversiones a fin de cumplir los requisitos exigidos por ellos, obligándola a no destinar tales fondos en inversiones programadas. Esta desinversión podría tener un efecto sustancial adverso sobre la situación financiera y el resultado de las operaciones de la Compañía.

Es posible que la Compañía esté sujeta al riesgo de expropiación u otros riesgos semejantes.

Todos los activos de la Compañía están ubicados en Argentina. La Compañía se dedica a la generación de energía eléctrica y, por consiguiente, el Gobierno Argentino puede considerar que su actividad y sus activos son servicios públicos o esenciales para el suministro de un servicio público. En este sentido, la actividad de la Compañía está sujeta a incertidumbres políticas, entre ellas, la posibilidad de expropiación o nacionalización, pérdida de concesiones, renegociación, revocación de los contratos vigentes y otros riesgos similares.

En caso de suceder alguno de los acontecimientos mencionados, la Compañía tendrá derecho a recibir una compensación antes de proceder a transferir el dominio de sus activos. Sin embargo, el precio recibido puede no ser suficiente y, en tal caso, la Compañía se verá obligada a iniciar acciones legales en reclamo de una remuneración justa y adecuada. No se puede garantizar que los negocios, situación financiera o resultados de las operaciones de la Compañía no se verán afectados por el acaecimiento de dichos hechos.

Las regulaciones en materia de cambio climático y restricciones a la emisión de gases de efecto invernadero podrían afectar negativamente los resultados de nuestras operaciones.

Nuestro negocio se centra en la generación de energía convencional (además de la energía renovable), que está asociada, en gran medida, con la emisión de gases de efecto invernadero. En 2015, los países del G7 acordaron el objetivo de la descarbonización completa de la economía mundial para finales del siglo XXI. La descarbonización es la transición de la economía energética hacia una menor absorción de carbono.

De acuerdo con los objetivos establecidos en el Acuerdo de París COP-21 de Naciones Unidas, que tuvo lugar a finales de 2015, las emisiones de gases de efecto invernadero deberían reducirse globalmente en un 40-70% para 2050, en comparación con los niveles de 2010. En virtud de ello, varios países (incluyendo Argentina) han adoptado o están considerando la adopción de marcos regulatorios tendientes a reducir las emisiones de gas invernadero debido a la preocupación sobre el cambio climático. Estas medidas regulatorias en distintas jurisdicciones incluyen la adopción de regímenes de topes y comercio ("cap and trade"), impuestos al carbono, mayores estándares de eficiencia e incentivos o mandatos para energía renovable.

La descarbonización es un aspecto importante de la orientación actual y futura de nuestras actividades comerciales. Por ejemplo, tenemos en cuenta los objetivos de la política energética al planificar la vida operativa de las centrales eléctricas existentes que liberan carbono al generar energía, así como cuando se construyen nuevas centrales eléctricas. Sin embargo, estas medidas pueden no ser suficientes o las medidas gubernamentales dirigidas a la descarbonización podrían implementarse antes de lo esperado actualmente.

El cumplimiento de los cambios en las leyes, reglamentaciones y obligaciones relativas a cambio climático, inclusive como resultado de dichos acuerdos internacionales, podría aumentar nuestros costos relacionados con la operación y el mantenimiento de nuestras centrales térmicas y requerir la instalación de nuevos controles de emisión, adquirir previsiones o pagar impuestos relacionados con sus emisiones de gas invernadero, u obligarla a administrar y gestionar un programa de emisiones de gas invernadero, lo cual a su vez podría afectar negativamente los negocios y los resultados de nuestras operaciones.

En caso de que la descarbonización de la industria de la energía se implemente antes de lo esperado, o si no logramos adaptar nuestras actividades comerciales a tiempo y en grado suficiente, se podría generar un efecto negativo en nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

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, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras 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 energía eléctrica y, por lo tanto, de nuestros ingresos, generando la reducción de nuestros niveles de actividad y de inversión.

No podemos predecir o estimar el impacto negativo futuro que una pandemia podría tener en nuestro negocio, condición financiera y resultados de 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.

Riesgos relacionados con la Emisora

Los ingresos de la Sociedad dependen de la remuneración establecida por la Secretaría de Energía Eléctrica obtenida desde CAMMESA.

La remuneración de la Sociedad depende de la venta de potencia y energía eléctrica. Al 31 de diciembre de 2023 el 63% de los ingresos por producir energía se comercializan a CAMMESA bajo contratos de largo plazo (PPA); el Régimen de Energía No Contractualizada, ingreso por combustible y transporte. Estas remuneraciones podrían no compensar totalmente los costos ni proveer un margen adecuado.

Como resultado de este sistema, los resultados de la Sociedad dependen en gran magnitud de las acciones tomadas por las autoridades regulatorias. Cualquier cambio al sistema podría tener un cambio material adverso en los ingresos y en los resultados de las operaciones de la Sociedad.

La Compañía podría estar sujeta a importantes penalidades o registrar menores ingresos en caso de incumplimiento de sus PPA.

De conformidad con los PPA con CAMMESA, YPF y otros clientes para sus centrales térmicas y el Régimen de Energía Régimen de Energía No Contractualizada, recibimos un pago por disponibilidad fijo que se reduce en forma proporcional al porcentaje de desviación de la disponibilidad plena. Si la disponibilidad de alguna o todas las centrales térmicas de la Compañía cae por debajo de ciertos umbrales, puede ser objeto de penalidades.

No es posible asegurar que podremos cumplir con nuestros PPA en su totalidad, lo que podría dar lugar a un efecto adverso significativo sobre nuestros negocios y los resultados de nuestras operaciones.

Puede haber factores ajenos al control de la Compañía que impidan o demoren el inicio de operaciones de sus proyectos en construcción.

La Compañía cuenta con un proyecto en construcción, el cual una vez finalizado, aumentará su capacidad instalada. Asimismo, la Compañía ha participado y planifica seguir participando en licitaciones térmicas y para fuentes de energías renovables en el caso que algún cliente lo requiera o el Gobierno Argentino llamase a nuevas licitaciones. Sin embargo, no es posible garantizar a los inversores que nuestras ofertas resultarán satisfactorias o que seremos capaces de celebrar nuevos PPA en el futuro.

Las demoras en la construcción o en el inicio de las operaciones de nuestros proyectos en construcción podrían acarrear un incremento de la necesidad de financiamiento de la Compañía, y también provocar que sus retornos financieros sobre las nuevas inversiones sean menores a los previstos, lo cual podría afectar sustancialmente y de manera adversa su situación patrimonial. Entre los factores que pueden tener incidencia en la capacidad de

la Compañía de construir o de comenzar a operar en sus plantas actuales o en las nuevas cabe mencionar los siguientes: (i) imposibilidad de los contratistas de concluir o poner en marcha las instalaciones o instalaciones auxiliares en la fecha convenida o dentro del presupuesto; (ii) demoras imprevistas para proporcionar o acordar la proyección de hitos en la construcción o el desarrollo de la infraestructura necesaria relacionada con nuestra actividad de generación; (iii) demoras o imposibilidad de los proveedores de turbinas para suministrar turbinas plenamente operativas en forma puntual; (iv) dificultades o demoras en la obtención del financiamiento necesario en condiciones que le resulten satisfactorias o no poder obtenerlo en absoluto; (v) demoras en la obtención de las aprobaciones regulatorias, incluyendo los permisos ambientales; (vi) decisiones judiciales contra las aprobaciones gubernamentales ya otorgadas, tales como permisos ambientales; (vii) escasez o aumentos de precios de los equipos, lo que se refleja en órdenes de cambio, materiales o mano de obra; (viii) oposición de sectores políticos, ambientales y étnicos locales y/o internacionales; (ix) huelgas; (x) cambios adversos en el entorno político y regulatorio en la Argentina como consecuencia de medidas implementadas por el gobierno incluyendo pero no limitando el acceso al Mercado de Cambios; (xi) problemas geológicos, ambientales o de ingeniería imprevistos; (xii) desastres naturales y condiciones meteorológicas severas, (incluyendo de rayos, acumulación de hielo en las aspas, terremotos, tornados, vientos extremos, tempestades severas, e incendios forestales), accidentes u otros sucesos imprevistos. No es posible asegurar a los inversores que los excesos de costos no serían sustanciales.

Por otro lado, debido a los efectos adversos derivados de la pandemia de COVID-19 o los que pudieran surgir de una situación de similares características y de la normativa que se dicte oportunamente, la construcción y el inicio de operaciones de nuestros proyectos puede verse demorada y los costos de dichas construcciones verse incrementados.

En consecuencia, los atrasos que pudieran derivarse de las situaciones descritas podrían acarrear un incremento de la necesidad de financiamiento de la Compañía, y también provocar que sus retornos financieros sobre las nuevas inversiones sean menores a los previstos, lo cual podría afectar sustancialmente y de manera adversa su situación patrimonial.

El incumplimiento de los PPA o su extinción anticipada o la revocación de los PPA y autorizaciones gubernamentales podrán afectar negativamente nuestros ingresos.

En caso de incumplir las obligaciones asumidas en los PPA o autorizaciones gubernamentales, o las normas y reglamentos aplicables en Argentina, podemos ser pasibles de sanciones de la SGE u otros entes estatales competentes, incluyendo advertencias, multas, administración provisional, o la resolución o revocación de nuestras o autorizaciones gubernamentales. Por ejemplo, CAMMESA puede rescindir los PPA, a su entera discreción y en la fecha en que así lo elija en caso de producirse cualquiera de los hechos de incumplimiento enumerados en los mismos, en la medida que tales hechos de incumplimiento no fueran debidamente subsanados en los plazos previstos contractualmente. No es posible asegurar que los montos que tenemos derecho a cobrar en virtud de los PPA o la legislación aplicable en caso de extinción o revocación de cualquier autorización gubernamental serán efectivamente abonados o suficientes para cubrir todas nuestras pérdidas.

Por lo tanto, cualquiera de las sanciones antes descritas, pueden tener un efecto adverso significativo sobre nuestros flujos de efectivo, nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones, y afectar nuestra capacidad para realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables.

Es posible que no podamos renovar nuestros PPA o celebrar nuevos PPA para la venta de energía en firme o que nuestros PPA puedan ser modificados o terminados unilateralmente.

Al 31 de diciembre de 2023, los ingresos derivados bajo contrato representaron el 84.94% de nuestros ingresos, con un plazo de vida promedio de aproximadamente 10,7 años para MATER y 13 años para el resto. En relación con nuestros PPAs existentes, es posible que no podamos renovarlos y/o celebrar nuevos PPA con nuestros clientes actuales en condiciones favorables o no celebremos ninguno. Además, nuestros PPA con CAMMESA pueden estar sujetos a incumplimientos contractuales por parte de CAMMESA por razones que están fuera de nuestro control.

Vendemos y esperamos vender una parte de la electricidad generada por nuestros parques eólicos, nuestro parque eólico en construcción y la del parque solar en el marco de PPA celebrados con grandes usuarios del

MATER. Sin embargo, tras la finalización de nuestro parque en construcción, es posible que no podamos suscribir PPA con clientes nuevos o existentes o suscribir PPA para la venta de dicha capacidad en condiciones favorables.

El hecho de que no se celebren nuevos PPA para nuestra nueva capacidad disponible, la no renovación, la terminación o la modificación en una manera materialmente adversa a nuestros intereses de cualquiera de nuestros PPA existentes podría tener un efecto materialmente adverso en nuestro negocio y en los resultados de nuestras operaciones.

La operación de centrales de generación térmica implica riesgos operativos, de disponibilidad, tecnológicos y de otra naturaleza fuera de nuestro control.

La operación de las centrales generadoras térmicas implica riesgos, incluidos, entre otros, los siguientes:

- la posibilidad de que nuestras Centrales tengan un desempeño o una eficiencia de generación menores a los esperados o no se adecúen a sus especificaciones de diseño;
- el incumplimiento para llegar a, o la caída en la capacidad de la central por condiciones de alta temperatura ambiente o degradación por envejecimiento, que disminuyen la potencia operable y la eficiencia;
- la interrupción o cancelación prolongada de las operaciones como resultado del desgaste normal, avería o falla de los equipos o procesos, o la existencia de defectos o errores de diseño, la existencia de requisitos de mantenimiento o construcción no anticipados, o la escasez de equipos de repuesto;
- la existencia de costos operativos y de mantenimiento no anticipados, incluyendo, en el caso de las centrales térmicas, el costo de combustibles que excedan el Consumo Específico Garantizado o un despacho excesivo de energía;
- la existencia de disputas laborales o escasez de mano de obra, incluyendo la incapacidad de contratar y retener personal con la experiencia necesaria para operar las centrales;
- la incapacidad de obtener o renovar los permisos gubernamentales necesarios;
- nuestra incapacidad para cumplir con las normas operativas y los límites establecidos por los permisos gubernamentales que nos fueran otorgados, o con la reglamentación ambiental y de salud actual o futura;
- errores de operación que puedan ocasionar la pérdida de vidas, lesiones físicas o la destrucción de bienes materiales, y/o la disponibilidad de planta y/o producción;
- la interrupción o avería de nuestros sistemas de información y procesamiento;
- los efectos de acciones de terceros, como empresas generadoras y otras empresas transmisoras y usuarios;
- casos de fuerza mayor, incluyendo catástrofes tales como incendios, terremotos, descargas atmosféricas, explosiones, sequías, inundaciones, actos de terrorismo, actos de sabotaje, actos de guerra u otros eventos que puedan ocasionar lesiones físicas, pérdidas de vidas, daños ambientales, o daños sustanciales a las centrales generadoras o su destrucción, o la suspensión de sus operaciones;
- la nacionalización o expropiación por parte del gobierno a cambio de una compensación insuficiente para compensar nuestras pérdidas;
- cambios en la legislación o los permisos necesarios, incluyendo, entre otros, los cambios necesarios en las tarifas que recibimos por nuestra capacidad de generación y nuestra producción, otros términos y condiciones de nuestros contratos con proveedores estatales y tomadores regulares, la imposición o modificación de obligaciones respecto de terceros, la modificación de los términos en virtud de los cuales CAMMESA nos provee combustible y/o compensa por su costo, y la imposición de obligaciones de aumentar la capacidad de generación de nuestras centrales;
- la existencia de gravámenes, derechos y otras imperfecciones en los títulos de nuestros bienes inmuebles;
- aumentos de la inflación y costos por encima de nuestras expectativas; y
- acciones judiciales o reclamos en nuestra contra.

El acaecimiento de cualquiera de los eventos antes descriptos, entre otros, podría interrumpir temporal o permanentemente nuestras operaciones, reducir significativamente o anular nuestros ingresos, o aumentar substancialmente el costo de operación de las centrales generadoras, incluyendo sus costos de mantenimiento y reparación, u obligarnos a realizar gastos de capital substanciales, afectando nuestra capacidad de realizar

pagos en virtud de las Obligaciones negociables. Los montos percibidos en virtud de cualquier póliza de seguros o garantía limitada pueden no ser suficientes para cubrir nuestro lucro cesante o los aumentos en nuestros costos.

Nuestros negocios y operaciones dependen en gran medida de ciertos clientes y proveedores clave

La Compañía efectúa la mayor parte de sus ventas a dos clientes estratégicos, CAMMESA e YPF, que juntos representaron el 87%, 89% y el 90,8% de sus ingresos para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

Cabe destacar que los pagos efectuados por CAMMESA dependen de pagos que esta última recibe de otros agentes del MEM, tales como las empresas de distribución de energía eléctrica, y el Gobierno Argentino. En diversos períodos las distribuidoras incurrieron en incumplimientos significativos de pagos a CAMMESA o sólo efectuaron pagos parciales o con importantes demoras, lo cual a su vez afectó la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus propias obligaciones de pago a las generadoras, tales como la Emisora.

Asimismo, hemos celebrado con GE ciertos Contratos de asistencia a la Operación y Mantenimiento para la prestación de servicios y entrega de repuestos relacionados con el mantenimiento de nuestras turbinas ubicadas en las plantas San Miguel de Tucumán, la turbina de vapor de Central Térmica Tucumán, Loma Campana I, Loma Campana II, El Bracho CCTG, La Plata Cogeneración y La Plata Cogeneración II, así como también contratos de asistencia a la operación y mantenimiento para los parques eólicos Los Teros I, Los Teros II y Cañadón León.

Hemos también celebrado un contrato de Mantenimiento con la empresa Sulzer para la prestación de servicios y entrega de repuestos relacionados con el mantenimiento de nuestras turbinas de gas ubicadas en la planta Central Térmica Tucumán, otros contratos de asistencia a la operación y mantenimiento con la empresas Innio y Wartsila para la prestación de servicios y entrega de repuestos relacionados con el mantenimiento de nuestros motores de combustión interna ubicados en las plantas Central Térmica Loma Campana Este y Central Térmica Manantiales Behr, así como también contratos de asistencia a la operación y mantenimiento con la empresa Vestas para los parques eólicos Manantiales Behr y para nuestro parque eólico en construcción General Levalle.

En consecuencia, la disponibilidad y el funcionamiento de las centrales térmicas, de los parques eólicos operativos y fotovoltaicos operativos, así como el avance de la construcción de los nuevos proyectos, pueden depender de factores que exceden el control de la Compañía, incluyendo la calidad y continuidad del servicio provisto por nuestro proveedor estratégico GE y/o de otros proveedores, el continuo rendimiento de la tecnología que proveen, y el cumplimiento de sus obligaciones contractuales en tiempo y forma.

Si alguno de los clientes o proveedores estratégicos de la Compañía incumpliera sus obligaciones bajo los respectivos contratos, o se encontraran en cesación de pagos o iniciaren algún procedimiento por insolvencia, el negocio de la Compañía y los resultados de sus operaciones podrían verse afectados negativamente.

Dependemos de terceros para mantener nuestras centrales térmicas, parques eólicos, y solares fotovoltaicos y así como dependemos de terceros para completar la adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento de nuestros proyectos de expansión.

Ciertos servicios de mantenimiento relacionados con nuestras plantas de generación de energía dependen en gran medida de terceros para ser realizados. Asimismo, necesitaremos de terceras partes para completar los procesos de adquisición, diseño, construcción, prueba y puesta en funcionamiento nuestros proyectos de expansión.

En el caso de que alguna de las centrales térmicas, parques eólicos y solares fotovoltaicos, no tenga la capacidad y el rendimiento esperados, o si alguna de las entidades de las que dependemos para cumplir con nuestras obligaciones bajo los PPA, o de que cualquier contraparte de nuestros contratos principales, sea declarada en quiebra o insolvente, nuestra capacidad para satisfacer las obligaciones contraídas en virtud de los PPA podría verse afectada. La escasez de repuestos críticos, servicios de mantenimiento y nuevos equipos y maquinarias requeridos para la operación de nuestras centrales y el plan de expansión de nuestras centrales térmicas, parques eólicos y solares fotovoltaicos, también puede tener un efecto adverso significativo sobre los resultados

de nuestras operaciones y sobre nuestra situación financiera. A menos que podamos celebrar contratos de reemplazo para obtener los servicios y equipos necesarios de fuentes alternativas (y en términos razonables), tales circunstancias podrían afectar significativamente nuestra capacidad de realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables.

Nuestros contratos EPC de los cuales somos o seremos parte incluyen disposiciones de limitación de responsabilidad y daños que pueden evitar que percibamos compensaciones por la totalidad de los defectos, retrasos u otros resultados adversos atribuibles a nuestra contraparte en los EPC.

Hemos suscripto ciertos contratos EPC ya sea con afiliadas de GE, Vestas, Wartsila o AESA, y nos encontramos en negociación de nuevos contratos EPC, para completar la adquisición, ingeniería, construcción, pruebas y puesta en marcha de algunos de nuestros proyectos.

Sin embargo, la responsabilidad de los Contratistas de EPC está limitada y excluye los daños incidentales, pérdidas de beneficios o ganancias esperadas y otros daños indirectos. En caso de que las acciones u omisiones de nuestros contratistas de EPC generen consecuencias adversas para nuestras centrales de energía, como retrasos, defectos, daños o el incumplimiento de las normas de diseño o desempeño, podemos incurrir en costos significativos de finalización o reparación, así como ser pasibles de sanciones significativas en virtud de algunos PPA, o la rescisión de estos últimos. Dadas las cláusulas de limitación de responsabilidad incluidas en nuestros Contratos EPC, las compensaciones por daños que podemos obtener de nuestros contratistas de EPC serán, en muchos casos, insuficientes para cubrir nuestras pérdidas.

Asimismo, dichos contratistas están plenamente exentos de responsabilidad por retrasos y/o daños originados en determinadas causas, como las acciones de autoridades gubernamentales, que pueden incluir el retraso en el despacho de equipos en la aduana.

Por lo tanto, es probable que las compensaciones por daños percibidas en virtud de nuestros Contratos EPC no sean suficientes para cubrir todas nuestras pérdidas, lo cual puede afectar substancial y negativamente nuestra capacidad para realizar pagos en virtud de las Obligaciones negociables.

Nuestro negocio puede requerir gastos de capital sustanciales para los requisitos de mantenimiento continuo y la expansión de nuestra capacidad.

Es posible que nuestro negocio pueda requerir gastos de capital para financiar el mantenimiento continuo a los efectos de mantener la generación de energía, el rendimiento operativo y mejorar las capacidades de nuestras instalaciones de generación eléctrica. Además, se requerirán gastos de capital para financiar el costo de expansión y conversión de nuestra capacidad de generación actual. Si no podemos financiar dichos gastos de capital en términos satisfactorios, nuestro negocio y los resultados de nuestras operaciones y situación financiera podrían verse negativamente afectados. Nuestra capacidad de financiamiento puede verse limitada por las restricciones del mercado sobre la disponibilidad de financiamiento para las empresas argentinas. Ver "*Riesgos relacionados con Argentina*" y "*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*".

Las actividades de la Compañía pueden requerir de importantes inversiones en bienes de capital para satisfacer requisitos de mantenimiento recurrente y para la ampliación de su capacidad de generación instalada.

Es posible que se deban efectuar cada vez más inversiones en bienes de capital para financiar el mantenimiento recurrente necesario para mantener la generación de energía y el desempeño operativo de la Compañía, como también para mejorar las capacidades de sus plantas de generación de electricidad. Por otra parte, también se requerirá de inversiones en bienes de capital para financiar el costo de la expansión actual y futura de la capacidad de generación de la Compañía. Si la Compañía no puede financiar dichas inversiones en bienes de capital o no logra hacerlo en términos que le resulten satisfactorios, sus actividades, situación patrimonial y resultado de sus operaciones podrían verse negativamente afectados. La capacidad de financiamiento de la Compañía podría verse limitada por las restricciones del mercado en materia de disponibilidad de financiamiento para compañías argentinas.

Riesgo de insuficiencia de seguros contratados por la Sociedad.

La Sociedad contrata cobertura de seguros para mitigar los principales riesgos inherentes en la industria en la cual opera.

La Sociedad no puede brindar garantías acerca de suficiencia de la cobertura de riesgo en relación con cualquier riesgo o pérdida en particular. Si se produce un accidente u otro hecho que no esté cubierto por sus actuales pólizas de seguro, la Sociedad podría experimentar pérdidas significativas o verse obligada a desembolsar montos significativos de sus propios fondos, hechos que podrían tener un efecto sustancial adverso sobre los resultados de sus operaciones y su situación financiera.

La Sociedad no puede garantizar que una insuficiencia en sus pólizas de seguro no tendrá un efecto adverso sobre la misma. En caso de que así lo tuviera, la situación patrimonial o financiera o de otro tipo, los resultados y las operaciones de la Sociedad podrían ser afectadas de manera sustancial y adversa.

La Compañía puede experimentar dificultades en la obtención de seguros de caución por incumplimiento que la Compañía necesita en el giro normal de sus negocios o enfrentar desafíos en el cumplimiento de las obligaciones potenciales de reembolso derivados de dichos instrumentos.

La Emisora podría necesitar seguros de caución para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones bajo PPA con CAMMESA hasta tanto alcanzar la fecha de habilitación comercial y garantizar el mantenimiento de las ofertas realizadas en licitaciones de nueva capacidad de generación o de prioridad de despacho en el MATER y puede experimentar dificultades para obtenerlos y mantenerlos. Además, la Compañía podría estar sujeta a la obligación de devolver los desembolsos realizados bajo dichos instrumentos en el caso de que deban realizarse tales desembolsos debido a incumplimientos de la Compañía en relación con los PPA y las licitaciones que han dado lugar a la emisión de tales instrumentos. Esta situación podría verse agravada como consecuencia de alguna pandemia y las normas dictadas en consecuencia o alguna otra situación imprevista con similares consecuencias.

No mantener o no presentar seguros de caución por incumplimiento u otros avales, o cualquier incumplimiento que lleve a la obligación de realizar un desembolso bajo dichos seguros o fianzas, podría tener un efecto adverso sustancial sobre la actividad de la Compañía y los resultados de sus operaciones.

La actividad de generación implica el manejo de elementos peligrosos como ser los combustibles que tienen asociado un potencial riesgo para las instalaciones y las personas.

Si bien la Sociedad cumple con todas las normas y mejores prácticas relativas a la seguridad ambiental, un siniestro que involucre los combustibles con los cuales opera la Sociedad podría tener consecuencias de impacto ambiental, daño en las instalaciones industriales, y en las personas, ocasionando un perjuicio para la Sociedad por posible indisponibilidad del equipamiento. Aunque aseguramos dichas propiedades sobre la base de términos que consideramos prudentes y hemos adoptado y mantenemos medidas de seguridad, todo daño significativo, accidente u otra clase de interrupción a la producción vinculada con dichas instalaciones podría afectar significativa y negativamente nuestra capacidad de generación, nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

La Compañía puede estar expuesta a litigios y/o procedimientos administrativos que pueden afectar adversamente su situación patrimonial y el resultado de las operaciones.

En el curso habitual de los negocios, la Compañía celebra contratos con CAMMESA y otras contrapartes. Si bien actualmente la Compañía no tiene litigios o procedimientos administrativos significativos, los litigios y/o procedimientos regulatorios son impredecibles por naturaleza y, en ocasiones, las sentencias que se dictan pueden ser excesivas. Los resultados desfavorables de acciones legales o investigaciones pueden representar daños monetarios significativos, lo que incluye el pago de indemnizaciones, o medidas cautelares que pueden

tener un efecto adverso en la capacidad de la Compañía de llevar a cabo sus operaciones, como también en su situación patrimonial y en el resultado de sus operaciones.

La Compañía podría realizar adquisiciones e inversiones para ampliar o complementar sus operaciones lo que podrían derivar en dificultades operativas o afectar de manera adversa su situación financiera y los resultados de las operaciones

A fin de ampliar su negocio, la Compañía podría realizar periódicamente adquisiciones e inversiones que ofrezcan valor agregado y sean congruentes o complementarias con su estrategia comercial.

Por ejemplo, en febrero de 2018, la Compañía adquirió de Central Puerto S.A. la planta de cogeneración LPC I. LPC I tiene una capacidad instalada de 128MW y la energía eléctrica que genera se entrega al MEM y es remunerada a través de la Resolución SEE N° 1/2019 Régimen de Energía No Contractualizada; mientras que el vapor generado se vende a YPF.

Adicionalmente la Compañía adquirió el desarrollo del proyecto de Los Teros I y Los Teros II para luego poder licitar en el MATER prioridad de despacho para la energía generada y posteriormente construir dichos parques.

En abril 2023 la Sociedad adquirió parte del paquete accionario de CDS convirtiéndose ésta última en una compañía controlada por YPFEE.

En relación con las potenciales operaciones de adquisición e inversión, la Compañía podría verse expuesta a varios riesgos, incluyendo aquéllos surgidos de: (i) no haber evaluado con precisión el valor, potencial de crecimiento futuro, puntos fuertes y débiles y posible rentabilidad de las participaciones a ser eventualmente adquiridas; (ii) las dificultades en integrar, operar, mantener o administrar con éxito las nuevas operaciones adquiridas, incluido su personal; (iii) los costos inesperados de dichas operaciones; o (iv) pasivos contingentes o de otro tipo imprevistos o reclamos que pudieran derivarse de dichas operaciones. Si alguno de estos riesgos, entre otros, se materializara, podría afectar negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

En caso de que la Sociedad decidiera adquirir en el futuro otra compañía del sector energético, es posible que dicha adquisición se encuentre sujeta a la aprobación de la CNDC.

En caso de que la Sociedad decidiera adquirir en el futuro otra compañía del sector energético, es posible que dicha adquisición se encuentre sujeta a la aprobación de la autoridad de aplicación de la Ley de Defensa de la Competencia N° 27.442.

La autoridad de aplicación de la Ley de Defensa de la Competencia (la Secretaría de Comercio Interior con el dictamen previo, no vinculante, de la CNDC) determinará si una adquisición supeditada a su aprobación afecta negativamente las condiciones competitivas en los mercados en los que se desenvuelve la Sociedad, o si esa adquisición afecta negativamente a los consumidores de esos mercados. Cabe advertir que, como consecuencia de la combinación de negocios efectuada por la Sociedad, o que en un futuro efectuase, una adquisición podría ser rechazada, o tomar alguna medida tendiente a imponer condiciones o compromisos de cumplimiento a la Sociedad, como parte del proceso de aprobación, pudiendo verse afectadas adversamente la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sociedad, impidiéndole a ésta materializar los beneficios previstos de dicha adquisición.

La Sociedad depende de personal clave para su desempeño actual y futuro.

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 personal clave. La competencia entre el personal clave y los altos directivos es intensa por lo que nuestra capacidad para seguir dependiendo de estas personas clave depende de nuestra habilidad para atraer, capacitar, motivar y retener al personal clave. No hay ninguna garantía de que tengamos éxito en atraer y retener personal clave, como la alta gerencia, el equipo técnico 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.

La Sociedad podría verse afectada por medidas significativas de parte de los sindicatos de trabajadores.

Los reclamos laborales en el rubro energético son habituales en la República Argentina y en el pasado, empleados sindicalizados han bloqueado el acceso y han ocasionado daños a las instalaciones de distintas compañías del sector.

Adicionalmente, la Sociedad no mantiene una cobertura de seguro por interrupciones de la actividad originadas por medidas de los trabajadores si dichas interrupciones no ocasionaran daños materiales en las instalaciones, lo que podría tener un efecto adverso en los resultados de sus operaciones. Adicionalmente podemos afrontar presiones significativas de los sindicatos de trabajadores para incrementar salarios y otros beneficios, particularmente en contextos de alta inflación.

Todo ello podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera y resultado de las operaciones.

La Sociedad está sujeta a las leyes que rigen contra la corrupción, el soborno y el lavado de dinero, además de otras leyes y reglamentaciones.

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.

Nuestras operaciones pueden afectar negativamente comunidades locales y encontrar oposición significativa de distintos grupos.

Nuestras operaciones pueden afectar negativamente comunidades locales. La imposibilidad de gestionar nuestras relaciones con comunidades, gobiernos y organizaciones no gubernamentales locales puede dañar nuestra reputación y nuestra capacidad de implementar nuestros proyectos de desarrollo. Asimismo, los costos y el tiempo de gestión requeridos para cumplir con las normas de responsabilidad social, relaciones comunitarias y sustentabilidad pueden aumentar significativamente en el futuro.

El desarrollo de centrales de energías nuevas y existentes puede enfrentar la oposición de diversos grupos de interés, como grupos ambientalistas, terratenientes, productores agrícolas, comunidades y partidos políticos, entre otros, lo que puede afectar la reputación y el buen nombre de la Compañía. La operación de centrales de generación térmica también puede afectar nuestra reputación entre dichos grupos de interés, como resultado de emisiones constantes y/o eventuales de efluentes líquidos, ruidos, vapor de agua, gas natural, material particulado, y emisiones gaseosas como, dióxido de azufre, dióxido de carbono y óxidos de nitrógeno. La operación de plantas de generación también puede afectar a grupos de interés, como resultado de ruidos, intermitencia, u otros impactos resultantes de la operación. El deterioro de nuestra relación con los grupos de interés antes mencionados podría evitar que continuemos operando nuestros activos actuales o que se nos adjudiquen o desarrollemos nuevos proyectos, lo que podría afectar negativamente nuestras actividades y el resultado de nuestras operaciones.

Podríamos sufrir daños debido a algún desperfecto o interrupción de nuestros sistemas informáticos y de nuestra maquinaria automatizada.

Contamos con nuestros propios sistemas informáticos y maquinaria automatizada para llevar a cabo una administración eficaz de los procesos de generación. No obstante, incluso los sistemas informáticos y la maquinaria de avanzada son pasibles de sufrir defectos, interrupciones, averías e incluso ataques malintencionados. Asimismo, es posible que nuestros sistemas informáticos y nuestra maquinaria automatizada sea vulnerable a los daños o interrupciones que surjan de circunstancias que estén fuera de nuestro alcance, por ejemplo, incendios, desastres naturales, fallas del sistema, virus y violaciones de seguridad, incluidas las violaciones a nuestros sistemas de procesamiento de producción. Toda falla imprevista en los sistemas informáticos y la maquinaria automatizada podría interrumpir nuestras operaciones, reducir nuestro rendimiento, o causar daños a nuestros equipos. Por lo tanto, es posible que no podamos generar la energía eléctrica que se establece en los PPA en los momentos previstos, o que incumplamos las normas de rendimiento de combustible que determinan la suma que CAMMESA nos reembolsará en concepto de gastos de combustible. Es posible que seamos pasibles de sanciones y pérdidas monetarias significativas conforme a los PPA, y que contraigamos gastos significativos para reparar o actualizar los sistemas informáticos y la maquinaria automatizada. Por lo tanto, toda interrupción o daño podría tener un efecto adverso significativo en nuestros resultados comerciales y podría perjudicar nuestra capacidad de pago prevista en las Obligaciones Negociables.

Asimismo, en los últimos años han aumentado en general los riesgos de seguridad de la información como consecuencia de la proliferación de las nuevas tecnologías y de la mayor sofisticación y actividad de los ciberataques. Hemos conectado nuestros equipos y sistemas a Internet en forma creciente. Debido a la naturaleza esencial de nuestra infraestructura y al aumento de la accesibilidad mediante la conexión a Internet, es posible que tengamos mayores riesgos de ciberataques. En ese caso, nuestras operaciones comerciales podrían verse interrumpidas, nuestros bienes podrían sufrir daños y se podría sustraer información de nuestros clientes; asimismo, podríamos tener pérdidas monetarias significativas, gastos fortuitos y demás pérdidas pecuniarias, así como sufrir un aumento en la cantidad de litigios y daños a nuestra reputación. Los ciberataques podrían tener un efecto adverso en nuestra actividad comercial, los resultados de las operaciones y nuestra situación patrimonial.

La incertidumbre y la falta de liquidez en los mercados de crédito y capital pueden afectar nuestra capacidad de 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 los factores de liquidez que no controlamos, incluyendo aquellos relacionados con el costo de financiamiento. Nuestra capacidad de acceder a los mercados de crédito y de capital en términos aceptables puede estar restringida en el momento en que necesitemos acceder a esos mercados, lo que podría tener un impacto en nuestras operaciones y/o condición financiera.

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 para el resto de la economía y para nosotros, los controles de cambio y de capital, las acciones de las agencias de calificación crediticia, entre otros, no podemos asegurar que podremos refinanciar nuestro endeudamiento existente de acuerdo con nuestros planes o pagarlo en la fecha de vencimiento.

INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

Historia de la Emisora

En la Asamblea General Extraordinaria de Pluspetrol Energy S.A. celebrada el día 5 de junio de 2013, sus accionistas YPF y Pluspetrol Resources Corporation B.V. manifestaron la voluntad de implementar una reorganización societaria del patrimonio de Pluspetrol Energy S.A., mediante la escisión prevista en el Capítulo I, Sección XI de la Ley General de Sociedades. Desde entonces, se establecieron condiciones y se firmaron acuerdos a fin de implementar la referida escisión.

Cumpliendo con el acuerdo de escisión firmado entre Pluspetrol Energy S.A. e YPF el 1 de agosto de 2013, la Emisora comienza sus actividades, como sociedad creada y controlada por YPF. Desde entonces, la Emisora se constituyó como continuadora del patrimonio escindido por Pluspetrol Energy S.A. integrado por los siguientes activos:

- Central Térmica Tucumán (Ciclo Combinado 447MW);
- Central Térmica San Miguel de Tucumán (Ciclo Combinado 382MW); y
- Participación del 27% sobre la concesión de explotación del Área Ramos, otorgada mediante Decreto PEN N° 90/91.

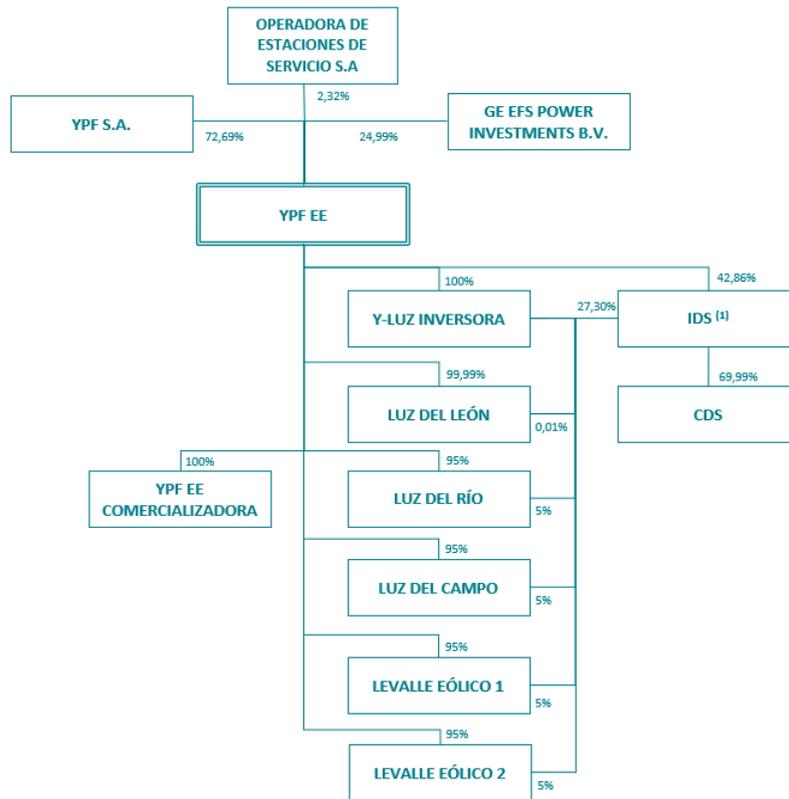
Con excepción de la participación en la concesión de explotación del Área Ramos, YPF LUZ continúa operando los dos ciclos combinados que integran el Complejo Tucumán. El 100% de los activos de generación transferidos en virtud de la escisión fueron valuados en US\$ 112 millones. YPF LUZ asumió deuda financiera y deuda de capital de trabajo que poseía Pluspetrol Energy S.A. por una suma que en aquel momento ascendía a Ps. 105 millones. Dicha deuda se canceló totalmente a mediados de 2014.

A la fecha de la publicación de este Prospecto, la actividad principal de YPF LUZ consiste en (i) la generación y comercialización de energía eléctrica a través de sus centrales térmicas y parques de energía renovable ubicados en las provincias de Tucumán, Neuquén, Chubut, Buenos Aires, San Juan y Santa Cruz; (ii) proyecto de construcción de un parque eólico en la provincia de Córdoba; y (iii) comercialización de energía eléctrica.

Estructura Societaria y Accionaria¹

El siguiente organigrama ilustra la estructura societaria de la Compañía a la fecha de este Prospecto:

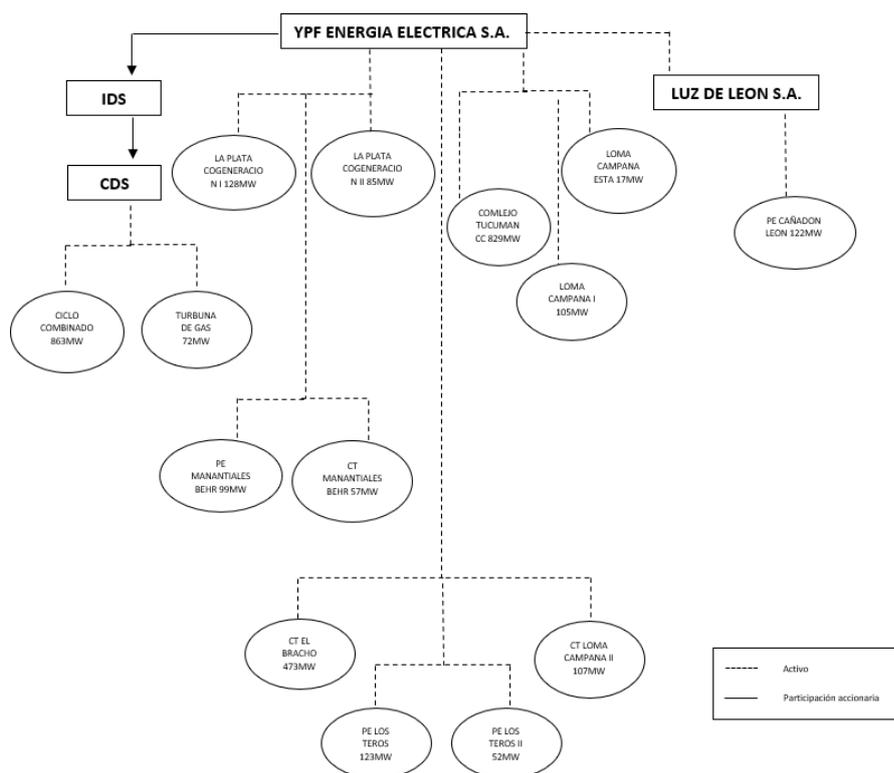
¹ Previo a la adquisición de Inversora Dock Sud S.A.- Central Dock Sud S.A.: ENEL Américas S.A. posee el 57,1% restante de Inversora Dock Sud S.A.; Pan American Sur S.A. posee el 19,5%, YPF S.A. el 10,24% en Central Dock Sud S.A., Enel Argentina S.A. el 0,25% y el PPP el 0,0026%.



(8) Y- Luz Inversora S.A.U. posee el 0,01% de las acciones de Luz del León S.A. y el 15% de las acciones de Luz del Río S.A.

Activo fijo

En el siguiente cuadro se presenta la información sobre los activos operativos y en construcción de la Sociedad:



Central Dock Sud

Con fecha 26 de mayo de 2017, la Asamblea de Accionistas de YPF Luz aprobó un aumento de capital cuya integración realizó YPF mediante un pago en efectivo y el aporte en especie de las acciones de las sociedades IDS y CDS de propiedad de YPF. Producto de esta transacción la Compañía poseía indirectamente una participación del 30% en Central Dock Sud S.A.

Con fecha 13 de abril de 2023, por intermedio de su controlada Y-Luz Inversora S.A.U. (en adelante “Y-Luz Inversora”), perfeccionó la compra a Enel Américas S.A. (“Enel Américas”) de su tenencia accionaria en IDS representativa del 57,14% de su capital social y votos. Mediante un acuerdo de venta celebrado con Pan American Sur S.A. se transfirió el 29,8382% del capital social de IDS. De esta manera, la Sociedad tiene una participación de 70,1618% en IDS, sociedad titular del 71,7752% del capital social de Central Dock Sud S.A.

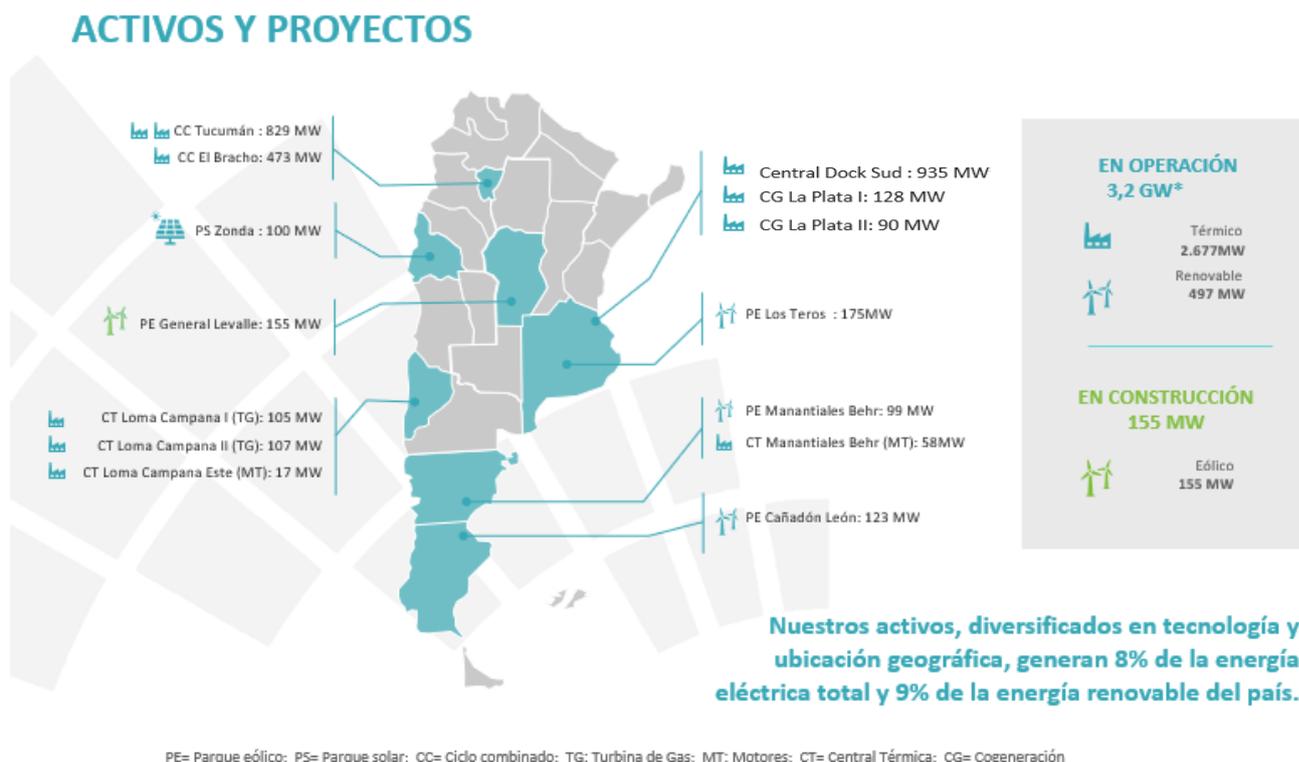
La misma posee la planta Central Dock Sud y adicionalmente tiene una participación del 6,4% en la Central Térmica Vuelta de Obligado (CTVO) con capacidad instalada de 846,56 MW, una participación del 0,423% en Termoeléctrica San Martín (TJSM) y una participación del 0,471% en Termoeléctrica Manuel Belgrano (TMB). TJSM, CTVO y TMB son compañías privadas, no cotizadas, que se dedican a administrar la compra de equipos y construir, operar y mantener las plantas que fueron construidas bajo el programa FONINMEMEM.

Estrategia de negocios

Para más información véase “Información Sobre la Emisora” - “Política de Negocios” del Prospecto.

Activos de generación de energía de la Sociedad

El siguiente mapa muestra la ubicación geográfica de los activos de generación de energía eléctrica de la Compañía operativos y en construcción. ⁽²³⁾



Activos de Energía en Centrales Térmicas en Operación

Aproximadamente un 48% de la capacidad de generación de energía de YPF Luz en 2023 provino de activos que han estado operando por aproximadamente 25 años. Estos activos son los dos ciclos combinados del Complejo Tucumán, Central Dock Sud y LPC I. El resto de la energía se genera en base a fuentes renovables 16% y el 36% restante en base a generación térmica eficiente instalada en los últimos 7 años.

Central Térmica Tucumán – Ciclo Combinado

La Central Térmica Tucumán es un activo de generación de energía térmica ubicado en la localidad de El Bracho, a 22 km al sur de San Miguel de Tucumán, provincia de Tucumán.

Esta central es una planta generadora de electricidad de 447 MW, que posee de dos turbinas de gas Siemens V94.2 (GT), una turbina de vapor de la serie D de GE en dos presiones, sin recalentamiento (ST), y dos generadores de vapor de recuperación de calor Nooter Eriksen (HRSG) sin fuego suplementario en Ciclo Combinado. El combustible utilizado en esta central es gas natural que en la actualidad en virtud de la Resolución N° 12/2019 es provisto por CMMESA a través de la distribución de GasNor. La Central Térmica Tucumán está conectada al SADI en 500 kV.

² Previo a la adquisición de Inversora Dock Sud S.A.- Central Dock Sud S.A., YPF Energía Eléctrica S.A tenía una participación del 30%.

³A la fecha del presente Prospecto el Parque Solar Zonda tiene la habilitación comercial de 100MW.

El sistema de agua de refrigeración de la planta está compuesto por un condensador refrigerado por aire (33%) y una torre de refrigeración de tiro de 4 celdas (66%). La primera turbina de gas comenzó a funcionar en 1996 y la segunda en 1997. La operación de Ciclo Combinado comenzó en 1999. YPF Luz es la propietaria y operadora de la Central Térmica Tucumán

La potencia y capacidad eléctrica generada por la Central Térmica Tucumán se comercializa a CAMMESA de acuerdo con el Régimen de Energía No Contractualizada (Resolución N° 826/2022) y un PPA bajo resolución 59/2023 a un plazo de 5 años.

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento con la empresa Sulzer para las turbinas de gas y con la empresa General Electric para la turbina de vapor.

Central Térmica San Miguel de Tucumán

Central Térmica San Miguel de Tucumán es una planta de generación de energía de 382MW, que consta de dos turbinas de gas GE 9001E (GT), con enfriamiento por evaporación, una turbina de vapor Alstom de dos presiones, sin recalentamiento (ST), y dos generadores de vapor de recuperación de calor CMI (HRSG), con fuego suplementario que funciona en Ciclo Combinado. El combustible utilizado por la central es gas natural, suministrado por CAMMESA de acuerdo con la Resolución N° 12/2019. La planta está conectada al SADI en 500kV y 132kV (GT 2).

La potencia y capacidad eléctrica generada por la Central Térmica San Miguel de Tucumán se entrega a CAMMESA bajo el Régimen de Energía No Contractualizada (Resolución N° 826/2022) y un PPA bajo resolución 59/2023 a un plazo de 5 años.

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante, General Electric.

Central Térmica El Bracho

La Central Térmica El Bracho es parte del Complejo Tucumán, está ubicado en El Bracho, provincia de Tucumán y tiene una capacidad instalada de 473 MW. Consta de una turbina de gas General Electric modelo 9FA.04 y una Turbina de Vapor General Electric modelo D 650.

La construcción de la central se desarrolló en dos etapas, siendo la primera la de la turbina de gas a ciclo abierto (El Bracho TG), y luego el resto de las obras para conformar la central de ciclo combinado actualmente en operación, también construida por GE a través de contratos llave en mano (El Bracho TV)

El proyecto El Bracho TG se desarrolló y construyó en 19 meses, obteniéndose la habilitación comercial el 27 de enero de 2018, 3 días antes de la fecha comprometida.

La central opera únicamente con gas natural. La energía se evacúa a través de una conexión a la red en una subestación existente de 500 kV ubicada en las proximidades de la planta. El sitio comparte algunos requisitos de balance de planta y auxiliares de las plantas existentes de Central Térmica Tucumán y Central Térmica San Miguel de Tucumán.

El proyecto fue financiado a través de un contrato de préstamo sindicado, con Citi Group Global Markets Inc., Credit Suisse Securities (USA), LLC y Export Development Canada como prestamistas, bajo el formato de *project finance*. El monto del préstamo asignado para este proyecto ascendió a US\$ 149,5 millones, el cual ya ha sido 100% cancelado a la fecha de publicación del Prospecto.

El Bracho TG es 100% propiedad de YPF Luz quien realiza la operación. La energía y la capacidad instalada es vendida a CAMMESA un PPA firmado en el marco de la Resolución SEE N°21/2016. De acuerdo a lo establecido en el PPA el gas natural que consume la central térmica será provisto por CAMMESA.

Respecto del proyecto El Bracho TV, a través de la Resolución N° 287, Y-GEN Eléctrica II resultó adjudicataria del proyecto por el cual se realizó el cierre de ciclo de la central El Bracho TG, agregando un generador de vapor de recuperación de calor ("HRSG"), una turbina de vapor, un condensador refrigerado por agua, un generador, un sistema de torres de refrigeración y otros sistemas complementarios agregando una potencia de 199 MW y alcanzando así una capacidad de 473 MW y una eficiencia de 6.407 kJ / kWh (56.2%) a 27.0 ° C y 60.0% de humedad relativa.

Los equipos adquiridos para este proyecto consisten en una turbina a vapor modelo D650, un generador modelo A74 Top air tipo TEWAC. 255 MVA; 18 KV; pf: 0,85, un HRSG de tres presiones de recalentamiento, tipo horizontal con recipientes y quemadores suplementarios y todo el equipamiento auxiliar para el correcto funcionamiento del ciclo combinado. Este proyecto utiliza la misma subestación de 500 kV que el sistema de ciclo abierto, a través de una expansión realizada sobre la subestación existente en la que se adecuaron los sistemas de protección de línea y de Desconexión Automática de Generación (DAG).

El proyecto El Bracho TV (conversión a ciclo combinado) llevó 33 meses, desde febrero de 2018, obteniéndose la habilitación comercial el 23 de octubre de 2020. Si bien el proyecto Bracho TV, a causa de la pandemia, no alcanzó la fecha originalmente planificada de habilitación comercial del 24 de agosto de 2020, logró la habilitación comercial 57 días antes de la fecha de 23 de diciembre de 2020, reprogramada según la citada Resolución 25/2019. Durante este periodo de anticipación al COD la remuneración de potencia se veía reducida al 70% por PPA.

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante de las turbinas, General Electric.

El 23 de septiembre de 2022, la Sociedad decidió iniciar un proceso de fusión por absorción de sus subsidiarias Y-GEN Eléctrica S.A.U. e Y-GEN Eléctrica II S.A.U., con el fin de simplificar la estructura del grupo y siendo YPF Energía Eléctrica S.A. la sociedad absorbente y continuadora. Ello, toda vez que los préstamos oportunamente recibidos por las Subsidiarias para la financiación de la construcción de la planta de ciclo combinado denominada El Bracho y la central térmica Loma Campana II respectivamente, fueron completamente cancelados, en tiempo y forma, en febrero de 2022. La fecha efectiva de fusión fue el 1° de enero de 2023.

Loma Campana I (LCI)

Loma Campana I es una central térmica de Ciclo Abierto ubicada en la localidad de Añelo, provincia de Neuquén. La misma se construyó sobre un terreno de propiedad de YPF y por el cual se ha firmado un contrato de comodato de uso gratuito entre YPF e YPF Luz por un plazo de 20 años, con dos prórrogas sucesivas de 10 años cada una. La construcción de la planta se instrumentó mediante un contrato llave en mano con GE, quien se encargó de la provisión del equipo y de la obra civil. Esta central quedó habilitada comercialmente para su operación a partir del 7 de noviembre de 2017.

La planta posee una turbina de gas GE LMS100, con una capacidad de generación de 105MW, y se conecta en la red de 132kV a través de una subestación del Ente Provincial de Energía de Neuquén (EPEN). La planta se conecta al Gasoducto del Pacífico (GdP). El suministro de gas para Loma Campana I es responsabilidad de YPF. La planta utiliza agua de refrigeración que toma del río Neuquén a unos 21 km de la planta con la opción de abastecerse de dos estanques de almacenamiento de agua de fracking ubicados a 13.5 km al este del sitio.

Loma Campana I es 100% propiedad de, y está operada por YPF Luz. Por la generación de este activo YPF Luz ha firmado un contrato de puesta a disposición de potencia con YPF, a través de la operación y mantenimiento de la central, bajo el esquema de autogeneración distribuida en el marco de lo dispuesto por la Resolución SE N°269/2008 de la Secretaría de Energía del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación.

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante, General Electric.

Loma Campana II (LCII)

La planta de energía Loma Campana II es una central térmica de ciclo abierto ubicada en la localidad de Añelo, provincia de Neuquén. Se encuentra localizada en el mismo predio que Loma Campana I y la construcción de la planta se instrumentó mediante un contrato llave en mano con GE, quien se encargó de la provisión del equipo y de la obra civil. El proyecto se desarrolló y construyó durante un período de 13 meses. Esta central quedó habilitada comercialmente para su operación a partir del 30 de noviembre de 2017.

Es una central térmica que consta de una TG GE LMS100 con una potencia de 107MW inyectando en la red 132 kV. Esta central, al igual que Loma Campana I, utiliza la misma estructura de la línea de transmisión de alto voltaje de 132kV para conectarse con la subestación del Ente Provincial de Energía de Neuquén (EPEN) ubicada a 2.2 km al norte. Los vínculos de transmisión y conexión de Loma Campana I y Loma Campana II son independientes.

El proyecto fue financiado a través de un préstamo sindicado, entre los que participaron Citi Group Global Markets Inc., Credit Suisse Securities (USA), LLC y Export Development Canada, bajo el formato de *project finance*. El monto del préstamo asignado para este proyecto ascendió a US\$ 70 millones, el cual ya ha sido 100% cancelado a la fecha de publicación de este Prospecto.

Loma Campana II durante el 2022 era 100% propiedad de la subsidiaria YGEN y estaba operada por YPF Luz. La energía y la capacidad instalada es vendida a CAMMESA de acuerdo al PPA firmado en el marco de la Resolución SEE N°21/2016. De acuerdo a lo establecido en el PPA el gas natural que consume la central térmica será provisto por CAMMESA a su costo.

La planta comparte algunos servicios e instalaciones comunes con Loma Campana I, y es operada por el mismo grupo de trabajo proveniente de YPF Luz.

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante de las turbinas, General Electric.

El 23 de septiembre de 2022, la Sociedad decidió iniciar un proceso de fusión por absorción de sus subsidiarias Y-GEN Eléctrica S.A.U. e Y-GEN Eléctrica II S.A.U., con el fin de simplificar la estructura del grupo y siendo YPF Energía Eléctrica S.A la sociedad absorbente y continuadora. Ello, toda vez que los préstamos oportunamente recibidos por las Subsidiarias para la financiación de la construcción de la planta de ciclo combinado denominada El Bracho y la central térmica Loma Campana II respectivamente, fueron completamente cancelados, en tiempo y forma, en febrero de 2022. La fecha efectiva de fusión fue el 1° de enero de 2023.

Loma Campana Este (LCE)

Loma Campana Este está ubicada dentro del bloque concesión de producción de petróleo y gas de Loma Campana, en la localidad de Añelo, provincia de Neuquén. Esta central de generación es propiedad de la Emisora, contando con 12 equipos de generación de energía (motores alternativos) Jenbacher J420, totalizando una capacidad de generación de 17MW. Los mismos fueron comprados por el Banco Supervielle a GE y arrendados a YPF Luz, bajo un contrato de *leasing*, el cual al día de la fecha de emisión de este Prospecto se canceló en su totalidad, optándose por la opción de compra. La generación de estos motores es utilizada para suministrar energía a las operaciones del upstream de YPF en materia de recursos no convencionales en el área de la formación Vaca Muerta.

La Compañía opera y mantiene esta planta, bajo un contrato de generación, operación y mantenimiento de equipos entre YPF e YPF Luz el cual tiene una duración de 3 años y es prorrogable hasta 2 años. El combustible es suministrado por YPF de acuerdo con sus necesidades de consumo de energía y dicho gas natural se extrae de las áreas de producción operadas por YPF. La central térmica Loma Campana Este funciona como productor de energía de autogeneración para YPF, es por ello que no tiene conexión al SADI.

Desde junio de 2020 el contrato de abastecimiento con YPF S.A. se modificó pasando de un valor de potencia de 12 MW a uno de 5 MW, y la planta inició un proceso de optimización de estructura para ajuste de costos y búsquedas de sinergia lo cual llevó a que se implemente la operación remota de la planta desde las instalaciones de Loma Campana I y II. Posteriormente, en Julio de 2021, la potencia contratada se incrementó a 8 MW hasta la fecha de vigencia del 20 de febrero de 2023. El mismo fue renovado por 3 años más con vencimiento en fecha 20 de mayo del año 2026, con una posibilidad de prórroga por 2 años más.

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento con el fabricante Innio.

Central La Plata Cogeneración I (LPC I)

El 5 de enero de 2018, se perfeccionó la adquisición de la Central La Plata Cogeneración de propiedad de Central Puerto S.A.. La central está ubicada dentro del Complejo Industrial La Plata, de propiedad de YPF, y posee una capacidad de generación de 128MW. LPC I comenzó su operación comercial en 1997.

La planta es una instalación de cogeneración ubicada en La Plata, provincia de Buenos Aires. La instalación utiliza una sola turbina de combustión GE MS-9001E, y un generador de vapor de recuperación de calor (HRSG) de una sola presión de Nooter Eriksen, para producir 200 toneladas de vapor por hora, que se comercializan a YPF. En diciembre de 2021 se ha celebrado un PPA con YPF para autoabastecer físicamente de energía eléctrica a la Refinería de La Plata con la generación de esta planta. El resto de la potencia y capacidad eléctrica generada por la planta se entrega a CAMMESA de acuerdo con la Resolución N° 826/2022.

La turbina de gas y los quemadores de ducto complementarios se alimentan principalmente con gas natural. Cuando el gas natural deja de estar disponible, principalmente debido a factores estacionales, se lo sustituye por gasoil. El gas natural para la generación destinada al sistema en la actualidad es provisto por CAMMESA, de acuerdo a la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo del Ministerio de Desarrollo Productivo, y el gas natural para el vapor y energía para YPF es provisto por YPF. El gas natural llega a la central a través de un contrato en firme de distribución con Camuzzi Gas Pampeana y de transporte con Transportadora de Gas del Sur S.A.

La Central Térmica La Plata Cogeneración es 100% propiedad y es operada por YPF Luz, su departamento de operaciones es compartido con la Central Térmica La Plata Cogeneración II y parcialmente con los Parques Eólico Los Teros I y II.

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante, General Electric.

Central La Plata Cogeneración II (LPC II)

A través de la Resolución N° 287/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica, la Compañía resultó adjudicataria, como consecuencia del proceso licitatorio establecido, del proyecto de cogeneración desarrollado dentro de la Refinería de La Plata, la cual es de propiedad de YPF, ubicada en la Provincia de Buenos Aires.

Este proyecto consistió en la instalación de en una turbina de gas, su generador eléctrico y una caldera para generar vapor por recuperación de calor. La turbina de gas es del tipo dual, cuyo combustible principal a quemar es gas natural, siendo el gas-oíl el combustible previsto como alternativo. La turbina de gas es marca General Electric modelo 6F.03, la cual tiene una capacidad de generación de 85 MW (condición ISO). En cuanto al generador de vapor de recuperación de calor (HRSG) genera 200 Tn/h de vapor con fuego adicional en el HRSG y 140 Tn/h de vapor sin fuego adicional. Este proyecto está conectado al SADI a través de la barra de 33 kV de la estación SE 193 ubicada dentro la Refinería La Plata.

Para este proyecto YPF Luz firmó un acuerdo de suministro de equipos con General Electric. A su vez, se firmó un Contrato EPC con AESA, la cual se encargó de ejecutar la obra civil y el montaje de los equipos suministrado por GE.

YPF Luz ha firmado un contrato de PPA con CAMMESA por el término de 15 años luego de resultar adjudicados en el proceso licitatorio mencionado. En el mismo, YPF Luz se comprometió a instalar y mantener disponible una capacidad contratada de generación de 80,62 MW en invierno y 71,95 MW en verano, por el período de vigencia del contrato contando desde la fecha de habilitación comercial. En dicho PPA el gas natural o el gas oil es gestionado por YPF Luz. La remuneración que percibirá YPF Luz de CAMMESA equivale a un precio por disponibilidad de potencia de 18.600 US\$/MW-mes (carga fijo por disponibilidad), y un precio por energía eléctrica de 8 US\$/MWh (carga variable por volumen de energía eléctrica despachada), se trate de generación con gas natural o gasoil.

El proyecto alcanzó la habilitación comercial el 10 de octubre de 2020 para su funcionamiento con gas, mientras que el 27 de octubre del mismo año se habilitó para su funcionamiento con gas oil como combustible alternativo y que, por lo tanto, se cumplieron los plazos previstos bajo el PPA La Plata Cogeneración II, conforme dichos plazos fueron prorrogados.

La central eléctrica además tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante, General Electric.

Central Dock Sud (CDS)

CDS es una sociedad propietaria de dos plantas generadoras de energía, el Ciclo Combinado Central Dock Sud, y el Ciclo Abierto Central Dock Sud. Adicionalmente, tiene una participación en CTVO, CTMB y CTSM. Está ubicada en la localidad de Avellaneda, al sur de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en la provincia de Buenos Aires.

Central Dock Sud Ciclo Combinado

Central Dock Sud es una planta generadora de electricidad de 863MW, que consta de dos turbinas de gas General Electric GT 26AB, una turbina de vapor General Electric, y dos generadores de vapor de recuperación de calor Babcock Wilcox Española (HRSG) que funcionan en Ciclo Combinado. El combustible utilizado es gas

natural, gasoil y biodiesel (hasta 15%). La planta está conectada al SADI bajo un contrato de interconexión celebrado con EDESUR. CDS comenzó su operación comercial plena en junio de 2001.

La energía y la capacidad instalada de CDS es vendida a CAMMESA bajo Régimen de Energía No Contractualizada (Resolución N° 826/2022) y un PPA bajo resolución 59/2023 a un plazo de 5 años.

En diciembre 2019, mediante la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo se establece que CAMMESA será la encargada de proveer el combustible para generación a las centraltes térmicas que no cuenten con contratos vigentes anteriores a febrero de 2013. La eficiencia de la planta hace que tenga un despacho base de energía durante todo el año. Durante 2023 suscribió bajo la Resolución N.º 59/2023, contrato de abastecimiento con CAMMESA.

Central Dock Sud Ciclo Abierto

Central Dock Sud también cuenta con 72MW a través de dos turbinas de gas GE Frame 6B (GT) que funcionan en ciclo abierto. El combustible utilizado es gas natural o gasoil. El combustible es suministrado por CAMMESA y Metrogas S.A. lo transporta a la planta. La conexión eléctrica con en SADI se realiza a través de un acuerdo de interconexión con EDESUR. La planta comenzó su operación comercial en julio de 1989.

La energía y la capacidad instalada de CDS es vendida a CAMMESA bajo el Régimen de Energía No Contractualizada (Resolución N° 826/2022).

Participación Central Dock Sud en otras Centrales Térmicas

Adicionalmente a sus operaciones, Central Dock Sud tiene una participación en las centrales construidas por el Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVE MEM). Actualmente, la participación es del 6,4% en la Central Vuelta de Obligado (846,56 MW), con contrato FONINVE MEM, 0,471% en la Central Manuel Belgrano (865,14 MW), que, desde enero 2020 es remunerado bajo el Régimen de Energía No Contractualizada y 0,423% en la Central San Martín (873 MW), que, desde febrero 2020 es remunerado bajo el Régimen de Energía No Contractualizada.

Central Térmica Manantiales Behr (CTMB)

La Central Térmica Manantiales Behr cuenta con una capacidad instalada de 58 MW y está ubicada en el área de concesión Manantiales Behr, en la Provincia de Chubut. La central ha sido construida por la Compañía con el principal objetivo de optimizar el costo de abastecimiento de energía eléctrica de YPF, mediante la utilización de equipos de alta eficiencia, asegurando la disponibilidad, confiabilidad y calidad del suministro de energía.

Las obras contemplaron la construcción de una Central Térmica por parte de YPF Luz, mientras que las que fueron ejecutadas por YPF incluyeron la ejecución de la Estación Transformadora de la Central Térmica Manantiales Behr (ET CT MB), el montaje de una Línea Eléctrica de Alta Tensión en 132kV desde la ET CT MB hasta la ET PE MB (Estación Transformadora del Parque Eólico Manantiales Behr), llegando a la Estación transformadora Nueva Escalante a través de otra Línea Eléctrica de Alta Tensión en 132kV, abasteciendo al resto de los yacimientos operados por YPF en la regional Chubut.

Específicamente la Central Térmica Manantiales Behr está conformada por 5 motogeneradores del fabricante Wärtsilä modelo W20V31SG, de 11,76 MW de Potencia Nominal, siendo la eficiencia mínima garantizada es de 8.182 kJ/kWh. Las emisiones garantizadas por el fabricante son las siguientes:

- a- Ruido a 100m de distancia de los límites de la planta 70 dB(A); y
- b- Emisiones gaseosas que serán medidas de acuerdo a lo indicado por la Resolución ENRE 121/2018:
 - CO₂ 100% de carga máx. 428 g/Kwh;
 - Nox 100% carga máx.185 mg/Nm³;
 - CO 100% de carga máx. 200 mg/Nm³

La Central Térmica Manantiales Behr alcanzó la fecha de habilitación comercial de 3 de sus 5 motogeneradores el 27 de marzo de 2021, y el 6 de abril de 2021 la habilitación comercial de sus 2 motogeneradores restantes, alcanzando una potencia neta a inyectar al SADI de 57,735 MW.

La central eléctrica tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante, Wärtsilä. Por último, cabe destacar que a los fines de financiar este proyecto la Compañía celebró un contrato de financiamiento con HSBC Bank USA, N.A. por hasta la suma de US\$ 30 millones, que entró en vigencia el 28 de febrero de 2020. Dicho contrato cuenta con garantía de la agencia de crédito de exportaciones Finnvera plc.

Activos de Energías Renovables en Operación-

Desde 2023 todos los activos renovables de la compañía se operan remotamente desde un centro de operación remoto ubicado en CABA, en las oficinas centrales de la Compañía.

Parque Eólico Manantiales Behr (PEMB)

El Parque Eólico Manantiales Behr está ubicado en la Cuenca del Golfo San Jorge, dentro del yacimiento Manantiales Behr, operado por YPF, en el Departamento de Escalante, Provincia de Chubut, aproximadamente a 40 km al noroeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia. Es un parque de 99MW de potencia nominal integrado al SADI. La instalación se realizó en 2 etapas de 49,5MW cada una.

Para alcanzar la potencia de 99MW, se instalaron 30 aerogeneradores VESTAS modelo V-112 de 3.3MW, Clase IEC IB, con una altura de buje de 84 metros y un área de barrido de 112 metros. Los aerogeneradores están distribuidos en una superficie de 20 km², los cuales ocupan una superficie total de 6.000 m² (200 m² cada aerogenerador).

Cada aerogenerador genera energía eléctrica en baja tensión y mediante un transformador en cada equipo se eleva a la tensión de distribución del parque de 35 kV. El parque eólico cuenta con líneas aéreas de distribución interna en 35 kV para interconectar los aerogeneradores, distribuidos en 6 líneas troncales, que conectan los equipos con las celdas de media tensión de entrada a la subestación transformadora.

La subestación transformadora (SE Manantiales Behr) vincula el parque de generación al SADI, mediante una línea aérea de alta tensión de 132 kV, de 21 Km y otra nueva subestación (SE Escalante) para el punto de interconexión a la línea de la transportista. Existe vinculación por fibra óptica desde cada aerogenerador hasta la sala de control en la SE Manantiales Behr.

Se realizó la interconexión al SADI, por medio de la apertura de la línea de 132 kV (Diadema – Pampa del Castillo), a través de la nueva SE Escalante.

La primera etapa de 49,5MW, integrada por 15 aerogeneradores tuvo COD en el 3er trimestre de 2018. Para ello YPF Luz ha firmado un PPA por un plazo de 15 años con YPF, y con un precio denominado en dólares estadounidenses. La segunda etapa de 49,5MW se concluyó en diciembre de 2018. Por la generación de esta segunda etapa del proyecto se ha celebrado un PPA con YPF por 7 años como así también distintos PPA con empresas privadas (Roca, Coca Cola Femsa, Toyota, Profertil, Nestlé y Eco de los Andes entre otras) con plazos de hasta 21 años.

Una de las principales ventajas competitivas de este parque son las condiciones naturales del viento en la zona. De acuerdo a las mediciones realizadas por la Compañía, la velocidad promedio del viento en el área de la etapa I promedió los 11,9 m/s y en el caso del área de la etapa II los 11,7 m/s, lo que las ubica en una de las mejores áreas a nivel mundial. A su vez el parque muestra un factor de capacidad de diseño de 58%, que equivale a decir que en un año el parque eólico está generando 58% del tiempo a plena carga, y el resto del año parado. Sin embargo, el factor de carga registrado para el año 2019 fue de 60,7% promedio, para el año 2020 fue de 59,2%, para el año 2021 58,7%, para el año 2022 59,2% y para el año 2023 fue de 58.7% lo que confirma que este parque está ubicado entre los mejores del mundo.

Para el financiamiento de la construcción y puesta en marcha del Parque Eólico Manantiales Behr, la Compañía contrajo con Inter-American Investment Corporation (IIC), una entidad perteneciente al Banco Interamericano de Desarrollo, un préstamo de US\$ 200 millones, el cual cuenta con un tramo A por un plazo de 7 años y un tramo B por un plazo de 9 años

El Parque eólico Manantiales Behr es 100% propiedad de, y es operado por YPF Luz.

El parque además tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante de los aerogeneradores, Vestas.

Parque Eólico Los Teros I (PELT I)

Este parque está ubicado en Azul, Provincia de Buenos Aires y consiste en un parque eólico de 32 aerogeneradores, marca General Electric, con una capacidad instalada de 123 MW. La energía generada es enviada al SADI en 132KV, mediante una apertura de la línea Olavarría-Tandil de 132KV, que atraviesa el predio del parque y a una distancia de 52 km aproximadamente de la ciudad de Olavarría, en una nueva Subestación construida a tal fin (SE Los Teros).

Este parque alcanzó la habilitación comercial parcial desde el 17 de septiembre de 2020 y la completó el 2 de octubre del mismo año. Este parque eólico posee prioridad de despacho por 123 MW de su capacidad instalada para abastecer el MATER.

En relación a los tomadores de energía del Parque Eólico Los Teros, a la fecha de emisión de este Prospecto la Compañía ha contractualizado el 100% de la energía disponible, a través de contratos de abastecimiento privados, denominados en dólares estadounidenses, con YPF S.A. (aproximadamente 25%) y con diversos usuarios industriales del sector privado, con plazos que van de 5 a 20 años.

El parque pertenece 100% a YPF Luz y. El parque eólico además tiene un contrato de mantenimiento y asistencia a la operación con el fabricante, GE.

Parque Eólico Los Teros II (PELT II)

El Parque Eólico Los Teros II cuenta con 13 aerogeneradores, marca General Electric, que totalizan una potencia instalada de 52 MW. La interconexión de los aerogeneradores se realiza mediante líneas de media tensión que acometen a la subestación del Parque Eólico Los Teros I a unos 13km de distancia. En dicha subestación se eleva la tensión de distribución estipulada en 33KV a 132KV para su posterior interconexión con la red nacional en la línea Olavarría- Tandil.

El parque está ubicado a 50 km hacia el sur de la ciudad de Azul, entre Olavarría y Tandil, provincia de Buenos Aires, Argentina (misma ubicación que Los Teros I). Dicho predio está implantado dentro de una zona de explotación agrícola.

El parque comenzó operaciones comerciales el 14 de mayo de 2021 con la habilitación de 5 aerogeneradores, siguiendo con 4 aerogeneradores el 21 de mayo de 2021 y finalizando su habilitación comercial el 3 de junio de 2021 con sus 4 aerogeneradores restantes. En el segundo trimestre de 2021. Este parque resultó adjudicatario de la asignación de prioridad de despacho por 52MW de su capacidad instalada para abastecer el MATER.

A la fecha de emisión de este Prospecto, la Sociedad ha contractualizado en firme el 100% de la energía a generar por el parque, a través de contratos de abastecimiento denominados en dólares estadounidenses, con YPF S.A. y con diversos usuarios industriales del sector privado, con plazos que van de 5 a 15 años.

Parque Eólico Cañadón León (PECL)

En 2017 la Compañía participó de la segunda licitación realizada por CAMMESA en el marco del denominado Programa RenovAR 2.0, presentando cuatro proyectos. En dicha ronda licitatoria, la Compañía resultó adjudicataria del proyecto Parque Eólico Cañadón León por 99MW de potencia, siendo un proyecto desarrollado para la instalación de un parque eólico de 122MW de potencia nominal conectado al SADI. El mencionado parque está ubicado a 25 km de la ciudad de Caleta Olivia en la provincia de Santa Cruz, cuenta con un PPA de 20 años con CAMMESA por 99 MW. La generación adicional a lo contemplado por el PPA con CAMMESA se comercializa a través de un PPA en el MATER celebrado con YPF S.A. denominado en dólares por 23MW de energía eléctrica a ser entregada.

Con fecha 27 de febrero 2019 Luz del León celebró un contrato para el Montaje y Puesta en Marcha de Parque Eólico y Servicios con General Electric International Inc. Suc. Arg. y un contrato para la Provisión de Equipos con GE Wind Energy GmbH.

Con fecha 14 de enero de 2020, Luz del León celebró con DFC y BNP Paribas un contrato de financiamiento del Parque Eólico Cañadón León por hasta US\$ 150 millones. Bajo este contrato DFC desembolsó US\$ 50 millones y BNP Paribas hasta US\$ 100 millones. Dicho financiamiento se encuadra dentro de la modalidad de "Project Finance" y el tramo correspondiente a BNP Paribas cuenta con garantía de la agencia de crédito de exportaciones Alemana Euler Hermes Aktiengesellschaft. A la fecha de emisión de este Prospecto, BNP Paribas ya ha desembolsado la totalidad del préstamo.

LAT 132kV Santa Cruz Norte Caleta Olivia

El Parque Eólico Cañadón León se conecta al Sistema Argentino de Distribución mediante la una línea de 132 kV y la ampliación de las Estaciones Transformadora Santa Cruz Norte y Caleta Olivia y la mejora la red de transporte de la provincia de Santa Cruz permitiendo la evacuación de energía que genera el parque eólico de Cañadón León, que consistió de las siguientes tareas:

- (i) Ampliación de la línea de transmisión de alta tensión de 132 kV, simple terna, que interconecta la E.T. 500/132 kV Santa Cruz Norte con la E.T. 66/33 kV Caleta Olivia, ambas ubicadas en el departamento Deseado de la provincia de Santa Cruz, con una longitud total aproximada de 53 km.
- (ii) Ampliación en ET Santa Cruz Norte 500/132 kV, equipamiento y obra civil de un campo de salida de línea en 132 kV.
- (iii) Ampliación en ET Caleta Olivia 66/33 kV, construcción de un campo de línea de 132 kV de entrada de línea y de transformación con un único interruptor.

Parque Solar Fotovoltaico Zonda (PSFZ)

En febrero de 2022 la Sociedad comenzó la construcción de la primera etapa del Parque Solar Zonda, ubicado en el departamento de Iglesia, provincia de San Juan. En esta primera etapa se construyeron 100 MW sobre estructuras de seguimiento a un eje (E-O), la subestación del parque y la Línea de Alta Tensión que lo vinculara con el SADI e implica la instalación de 170.880 paneles solares que generan energía por más de 300 GWh anuales para abastecer al MATER.

El parque recibió la habilitación para la operación comercial de una primera fase por una potencia neta inicial a inyectar al SADI de hasta 31MW a partir del 18 de abril del 2023, para luego completar con 100MW de potencia total el 30 de mayo 2023.

Activos de Energías Renovables en Construcción -

YPF Luz tiene como objetivo convertirse en un productor relevante de energía renovable en el mercado eléctrico argentino. Según la regulación vigente a través de la Ley de Energías Renovables, se establece que los Grandes Usuarios, cuya demanda excede los 300KW de electricidad anual promedio, alcancen en 2025 un 20% de su consumo de energía proveniente de fuentes renovables. El ex MeyM, a su vez, mediante la Resolución N° 281-E/2017, estableció el marco regulatorio que le permite a los Grandes Usuarios la compra de electricidad provenientes de fuentes renovables a las generadoras del sector privado y las condiciones para el otorgamiento de prioridad de despacho. El objetivo debe cumplirse gradualmente desde un 8% como mínimo a partir de 2018 hasta un 20% en 2025.

En este contexto, YPF Luz cuenta con un proyecto en ejecución y otros proyectos bajo análisis para incrementar su capacidad de generación, y su participación en el mercado de energías renovables. A la fecha de este Prospecto, la Compañía está desarrollando el siguiente proyectos:

Parque Eólico General Levalle

	<u>Levalle</u>
Ubicación	Provincia de Córdoba
COD (estimado)	4to trimestre de 2024
Mercado	MATER
Capacidad instalada	155 MW
Factor de capacidad (estimado)	51.6%

En febrero de 2023 la Compañía comenzó la construcción del Parque Eólico General Levalle, ubicado en el municipio de General Levalle, provincia de Córdoba. Para alcanzar la potencia de 155MW, se instalarán 25 aerogeneradores VESTAS modelo V162-6.2MW HH125 de 155MW que permitirán generar energía para abastecer a Privados.

A los efectos de la ejecución del proyecto, y a la fecha de emisión de este Prospecto, la Sociedad ha celebrado los siguientes contratos:

- Contrato celebrado con Vestas Mediterranean A/S para la provisión de equipos y materiales accesorios.
- Contrato celebrado con Vestas Argentina S.A. para el montaje, comisionado y puesta en marcha de los aerogeneradores y servicios adicionales.
- Contrato de integración con Vestas Mediterranean A/S y Vestas Argentina S.A. para la vinculación de los contratos anteriores.
- Contrato de servicios de mantenimiento con Vestas Argentina S.A para el mantenimiento del Parque Eólico por un periodo de 25 años.
- Contrato con Distrocuyo S.A. y José J. Chediack S.A.I.C.A. para la ejecución de obra civil y electromecánica del Parque Eólico y construcción de subestación transformadora y línea de alta tensión.

Se espera que el proyecto se encuentre despachando energía en el 4to trimestre de 2024.

Comercialización de la Energía y Potencia producida.

Puesta a disposición de potencia y venta de energía bajo el Régimen de Energía No Contractualizada

En el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2023, la Compañía comercializó aproximadamente 12.261 GWh de energía eléctrica como Energía No Contractualizada, mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, la Compañía había comercializado aproximadamente 9.702 GWh.

A partir del 2 de febrero de 2017, el régimen de Energía No Contractualizada se reglamentó por la Resolución SEE N° 19/17. Dicha resolución fijó un esquema de remuneración para los generadores existentes estableciendo incentivos para aumentar la potencia y la energía no comprometidos en los contratos Energía Plus. Los precios de la Energía No Contractualizada se establecían en Dólares Estadounidenses y eran pagaderos en Pesos utilizando el tipo de cambio publicado por el BCRA "*Tipo de Cambio de Referencia Comunicación 'A' 3500 (Mayorista)*", correspondiente al día anterior a la fecha de pago.

El 26 de febrero de 2020 la Secretaría de Energía publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 31/2020 a través de la cual se modifica (a partir de la transacción de febrero 2020) la remuneración de las unidades de generación no comprometidas bajo contratos.

Se pesificaron todos los precios (fijos en dólares desde la publicación de la Resolución N° 19) y se establece un mecanismo de ajuste mensual en función de la variación del IPC (60%) y el del IPIM (40%). Esta última se aplicó a partir de la transacción correspondiente al segundo mes desde la vigencia de la resolución, y a través de la Nota NO2020-19204126-APN-DGDOMEN#MHA de la Secretaría de Energía se suspendió temporalmente la aplicación de este mecanismo de ajuste.

Se ajustó la remuneración de las centrales térmicas en aproximadamente:

- Potencia base = -47%. Solo aplica a las unidades de muy mala disponibilidad que garantizan disponibilidad de potencia.
- Potencia DIGO = -17% (en meses de invierno y verano) y -21% (el resto del año).

Se mantiene la afectación de la remuneración de la potencia en función del factor de uso (FU), incrementando levemente el impacto negativo en aquellas centrales con FU menor a 70%:

- Si $FU > 70\%$ = 100%.
- Si $30\% < FU < 70\%$ = ajuste lineal entre 100% y 60%.
- Si $FU < 30\%$ = 60% (antes 70%).

Se estableció una nueva remuneración para la generación térmica en horas de alto requerimiento térmico, generado un incentivo a generar en dichas horas:

- Invierno y verano = 1.800 AR\$/MWh (29 USD/MWh) las 25 horas de mayor demanda y 900 AR\$/MWh (14 USD/MWh) para las siguientes 25 horas.
- Resto del año = 300 AR\$/MWh (5 USD/MWh) las 25 horas de mayor demanda.

Se mantuvo la remuneración por energía generada y operada para centrales térmicas. Sin embargo, cuando una unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo (por razones operativas no atribuibles a requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad) se reconocerá energía generada y operada igual al 60% de la potencia neta instalada.

Se incluyó una remuneración diferencial mayor para centrales con potencia instalada < 42 MW en su conjunto y que se demuestre que son necesarias para el normal abastecimiento de un área.

Se ajustó la remuneración por disponibilidad de potencia para las centrales hidroeléctricas en -47%, salvo para las centrales de bombeo.

Mediante la Res. N° 440/2021, la Secretaría de Energía ajustó las tarifas en alrededor de un 29%, vigente a partir de las transacciones de febrero 2021 inclusive.

Por otra parte, mediante la Res. N° 1037/2021 y su reglamentación a partir de la Nota SE NO-2021-108163338-APN-SE#MEC, la Secretaría de Energía instrumentó una mejora transitoria en la remuneración a los agentes que se encuentran bajo el esquema de remuneración de la Resolución N° 440/2021, con excepción de las centrales hidráulicas administradas por entes binacionales, consistente en:

- asumir que tienen un Factor de Utilización constante e igual al 70% para la determinación de la Remuneración de la Disponibilidad de Potencia;
- reconocer un monto adicional de 1.000 \$/MWh exportado en el mes el cual será asignado en forma proporcional a la energía generada mensual de cada Agente Generador térmico convencional e hidráulico alcanzado.

El día 18 de abril de 2022 se publicó la Resolución N° 238/2022 donde se deja sin efecto al factor de uso y se actualiza la remuneración de la Resolución N° 440/2021.

El día 12 de diciembre de 2022, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N° 826/2022, mediante la cual se actualiza la remuneración de la Resolución N° 238/2022. Las principales diferencias con la Resolución N° 238/2022 son las siguientes:

- Se actualizan todos los conceptos remunerativos un 20% a partir de septiembre 2022, 10% adicional a partir de diciembre 2022, 25% adicional a partir de febrero 2023 y 28% adicional a partir de agosto 2023.
- Se deja sin afectación la remuneración por horas de máximo rendimiento térmico de potencia (HMRT). Se añade un nuevo concepto de remuneración llamado 'remuneración por generación en horas de punta', donde se remuneran a mayor precio las 5 horas de pico de cada día (18hs a 23hs).
- Se actualiza la formula con la que se remunera la potencia DIGO. No se compara contra la disponibilidad real de potencia (DRP), sino que la nueva fórmula se simplifica como la multiplicación directa de la disponibilidad real, el factor K_{fm} y el precio de la potencia DIGO.
- Se elimina la diferenciación de precio de potencia térmica para las máquinas térmicas menores a 42MW. Todas las máquinas que declaren DIGO se remuneran al mismo precio DIGO y las que no, a precio Base de Potencia.
- Se instruye a CAMMESA a realizar controles de disponibilidad de potencia para verificar la efectiva operatividad de las máquinas en caso de ser convocadas al despacho. En caso de que una máquina no haya sido convocada para el despacho de carga, CAMMESA deberá realizar pruebas de puesta en servicio y operación luego de transcurridas las 4.380 hs sin operación.

La medida entró en vigencia y se aplicó retroactivamente a partir de las transacciones económicas de septiembre 2022.

El día 5 de febrero de 2023, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N.º 59/2023, la cual tiene como objetivo celebrar contratos de abastecimiento con CAMMESA para todos aquellos generadores categorizados

como ‘ciclos combinados’ actualmente bajo el esquema de remuneración de la Resolución 826/2022. Estos contratos tienen como objetivo promover inversiones para la ejecución de mantenimientos programados y de esta manera mejorar la disponibilidad del MEM. Todos aquellos ciclos combinados que suscriban estos contratos deberán comprometer una disponibilidad del 85% de la potencia instalada total. El esquema de remuneración del contrato está compuesto por:

- Pago por potencia comprometida: Se aplicará una reducción del 35% en el precio de potencia DIGO de la Resolución 826/2022 los meses de verano e invierno y una reducción del 15% los meses de resto. Adicional a esta remuneración, se remunerará un adicional de 2000 USD/MW-mes atado a la disponibilidad de la central. Si la disponibilidad mensual de la central supera el 85%, el precio será de 2000 USD/MW-mes, si es menor a 50% será de 600 USD/MW-mes y las disponibilidades intermedias serán linealmente proporcionales.
- Pago por energía generada: Se fija un precio de remuneración para la energía generada de 3.5 USD/MWh para la energía generada con gas natural, 6.1 USD/MWh para la energía con Gas Oil o Fuel Oil y 8.7 USD/MWh para Biocombustibles.

Los conceptos de Energía Operada y Remuneración de Horas de Punta se continuarán remunerando, bajo el mismo esquema de la Resolución 826/2022 o cualquiera que la sucediera.

El día 8 de septiembre de 2023, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N.º 750/2023 que reemplaza a la Resolución N.º 826/2023 y actualiza todos los conceptos de remuneración de las centrales eléctricas fuera de contrato un 23%. La misma entrará en vigencia a partir de las transacciones comerciales de septiembre 2023.

De la misma manera, los días 30 de octubre de 2023 y 8 de febrero de 2024, la Secretaría de Energía publicó las Resoluciones N.º 869/2023 y 09/2024 que reemplazan a la Resolución 826/2023 y actualizan todos los conceptos de remuneración de las centrales eléctricas fuera de contrato un 28% con vigencia a partir de noviembre 2023 y un 74% con vigencia a partir de las transacciones económicas del mes de febrero 2024.

Para más información, véase “La Industria eléctrica Argentina - Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)”.

Contratos de venta a largo plazo de la Emisora

A continuación, se incluyen breves descripciones de los contratos de venta a largo plazo relacionados con nuestras centrales eléctricas, tanto de fuente térmica como renovables, resaltando las características principales de cada uno de ellos. Los cuadros y las descripciones de la siguiente sección no deben considerarse como una descripción completa de los términos y condiciones de dichos contratos. No se detallan en este listado, los compromisos de entrega de energía de la Compañía a través del Régimen de Energía No Contractualizada, es decir, se excluyen aquí, la potencia y energía puesta a disposición por los siguientes activos:

- Complejo Tucumán;
- Central Dock Sud; y
- Central de Cogeneración La Plata I (parte no contractualizada con YPF).

Centrales de Generación Térmicas

Se detallan a continuación la capacidad instalada de cada uno de nuestros activos de generación térmica comprometidos con contratos de venta a largo plazo:

Central	Contraparte	Capacidad instalada	Precio promedio por capacidad ⁽³⁾	Precio promedio de energía ⁽³⁾	Combustible y consumo específico garantizado	Plazo en años	Fecha de inicio	Fecha de vencimiento
El Bracho TG	CAMMESA	274MW	20.033 US\$/MW-mes	11,57 US\$/MWh	Gas natural provisto por CAMMESA ⁽¹⁾	10	27 de enero de 2018	26 de enero de 2028

El Bracho TV (Cierre de Ciclo)	CAMMESA	199MW	22.200 US\$/MW-mes	5 US\$/MWh	Gas natural provisto por CAMMESA ⁽¹⁾	15	23 de octubre de 2020	23 de octubre de 2035
Loma Campana I	YPF	105MW	N/A	29,44 US\$/MWh	Gas natural provisto por YPF bajo un acuerdo de puesta a disposición de potencia a través de la operación y mantenimiento de la central ⁽²⁾	15	7 de noviembre de 2017	6 de noviembre de 2032
Loma Campana II	CAMMESA	107MW	19.808 US\$/MW-mes	9.19US\$/MWh	Gas natural provisto por CAMMESA ⁽¹⁾	10	30 de noviembre de 2017	29 de noviembre de 2027
Loma Campana Este	YPF	17MW	N/A	28/16,51 ⁽⁴⁾ US\$/MWh	Gas natural provisto por YPF bajo un acuerdo de alquiler y puesta a disposición de potencia ⁽²⁾	3	21 de mayo de 2023	20 de mayo de 2026
LPC I	YPF	128	N/A	29,71 USD/MWh	Gas natural y gasoil a ser provisto por YPF bajo un acuerdo de alquiler y puesta a disposición de potencia ⁽²⁾	12	1 de diciembre de 2021	4 de enero de 2033
LPC II	CAMMESA	90MW	18.600 US\$/MW-mes	8 US\$/MWh	Gas natural y gasoil a ser provisto por YPF	15	27 de octubre de 2020	26 de octubre de 2035
CT Manantiales Behr	YPF	58 MW	23,33 US\$/MW-h	8,31 US\$/MWh	Gas natural provisto por YPF ⁽²⁾	20	23 de enero de 2021	27 de marzo 2041
CT Dock Sud	CAMMESA	863MW ⁽⁵⁾	2.000 US\$/MW-mes ⁽⁶⁾	3.5 US\$/MWh	Gas natural provisto por CAMMESA ⁽¹⁾	5	1 de marzo de 2023	29 de febrero de 2028
CT San Miguel de Tucumán	CAMMESA	382MW ⁽⁵⁾	2.000 US\$/MW-mes ⁽⁶⁾	3.5 US\$/MWh	Gas natural provisto por CAMMESA ⁽¹⁾	5	1 de marzo de 2023	29 de febrero de 2028
CT Tucumán	CAMMESA	447MW ⁽⁵⁾	2.000 US\$/MW-mes ⁽⁶⁾	3.5 US\$/MWh	Gas natural provisto por CAMMESA ⁽¹⁾	5	1 de marzo de 2023	29 de febrero de 2028

(1) De acuerdo con los términos del PPA, CAMMESA suministra el combustible sin cargo.

(2) YPF suministra el combustible sin cargo para la generación de energía.

(3) Precio promedio de la energía para el año 2023

(4) Corresponde al precio pagado de la central por estar operativa/en stand - by.

(5) La remuneración se realiza sobre la potencia DIGO declarada trimestralmente.

(6) El precio promedio por capacidad es percibido por el cumplimiento del 85% de la disponibilidad mensual implementando una curva de precios para valores inferiores a esta, y estableciendo un precio mínimo de 600 USD/MW para disponibilidades inferiores al 55%

PPA térmicos con CAMMESA

PPA Loma Campana II y PPA El Bracho TG

El 22 de marzo de 2016, por medio de la Resolución N° 21, la SEE anunció que se convocaría una licitación para la instalación de nueva capacidad de generación de energía a incorporarse durante el verano (noviembre a abril) de 2016/2017, el invierno (mayo a octubre) de 2017, o el verano (noviembre a abril) de 2017/2018. En virtud de dicha licitación, a la Emisora le adjudicaron los siguientes PPA por un plazo de 10 años, cuyos precios están denominados en dólares estadounidenses para vender un total de 374MW de potencia:

- el PPA para nuestra central eléctrica Loma Campana II, celebrado con CAMMESA el 4 de agosto de 2016 (el "PPA Loma Campana II"); y
- el PPA para nuestra central eléctrica El Bracho, celebrado con CAMMESA el 1 de julio de 2016 (el "PPA El Bracho TG").

De conformidad con los términos de cada PPA y la normativa aplicable, nuestra compensación está compuesta por dos elementos principales:

- un pago por capacidad fija (el "Pago por Capacidad Fija"), el que consiste en un cargo fijo por MW por mes para la capacidad contratada en virtud de cada PPA (la "Capacidad Contratada"). A fin de recibir la totalidad del Pago por Capacidad Fija, la Capacidad Contratada debe estar plenamente disponible cuando CAMMESA la convoque para prestar el servicio (excluidos los momentos de mantenimiento programado, restricción de provisión de combustible por parte de CAMMESA o reducción de transmisión) según las mediciones efectuadas mensualmente; y
- un pago variable (el "Pago Variable"), el que consiste en un cargo variable basado en la cantidad real de electricidad que generada y suministrada cuando CAMMESA lo solicita. El Pago Variable está diseñado para cubrir los costos de operación y mantenimiento (excluido el consumo de combustible) incurridas sobre la base de la cantidad de energía generada y el tipo de combustible utilizado.

Estimamos que aproximadamente el 87% de nuestros ingresos en el caso de Loma Campana II y 66% de los ingresos en el caso de El Bracho TG estarán conformados por Pagos por Capacidad Fija, y que el porcentaje restante representará Pagos Variables basados en los costos operativos (excluido el consumo de combustible) para generar la energía que suministramos. Asimismo, el precio que paga CAMMESA en virtud de los PPA incluye una suma que corresponde al reembolso de cargos y costos de transmisión pagados al ENRE y CAMMESA, según se determina sobre la base de la información publicada mensualmente por CAMMESA.

El Pago por Capacidad Fija se reduce a US\$ 5 por MW por hora para cualquier porción de nuestra Capacidad Contratada que no está disponible cuando CAMMESA la convoca para prestar el servicio ("Cargo por Indisponibilidad") donde para el primer y segundo año presentan un factor de mayoramiento a aplicar de 2 y 1.5 veces respectivamente. Tales Cargos por Indisponibilidad se duplican a US\$ 10 por MW por hora si la indisponibilidad se da cuando se verifican cortes de energía en el sistema. Los Cargos por Indisponibilidad totales aplicados en un mes, no podrán ser superiores al 50% del Pago por Capacidad Fija aplicable. Sin embargo, la falta de suministro de la Capacidad Contratada de forma sustancial y repetida o prolongada de nuestra parte podría constituir un hecho de incumplimiento de conformidad con la PPA aplicable, y podría permitir que CAMMESA, a su discreción, rescinda el PPA aplicable.

Las condiciones de pago no se especifican en los PPA. Sobre este asunto los PPA se remiten a los Reglamentos, el cual puede estar sujeto a cambios esporádicamente. Analizando los PPA, el Reglamento y las consultas informales realizadas a CAMMESA, el entendimiento general es que los pagos serán efectuados por CAMMESA dentro de los 39 días (más dos días hábiles requeridos para realizar las transferencias bancarias necesarias) a partir de las "liquidaciones de venta" y los montos serán ajustados (aumentados o disminuidos) en Pesos argentinos sobre la base de referencia del tipo de cambio de Dólar Estadounidense aplicable al Día Hábil en que dicho pago se realizó. Sin embargo, el hecho de que las condiciones de pago no estén directamente establecidas en los PPA, pero que están contenidas en (y están sujetas a) los Reglamentos (que están sujetos a modificaciones) implica un riesgo de cambio de ley con respecto a las condiciones de pago de los PPA.

De conformidad con el artículo 5 del Reglamento, CAMMESA tiene la obligación de realizar todos los pagos a los acreedores del MEM con los fondos a su disposición, pagando - con respecto a cada deuda - primero, cualquier interés adeudado sobre monto de capital adeudado y, segundo, el monto de capital adeudado. Además, se

requiere que las obligaciones de deuda más viejas se paguen primero (en el orden en que hayan sido incurridas). Si los fondos de CAMMESA son insuficientes para cancelar los pagos adeudados, la Sección 3.14 de la Resolución N° 21 estipula que los PPA en vigencia celebrados por CAMMESA tendrán una prioridad de pago equivalente a los PPA vigentes con el BICE como fiduciario.

El PPA de El Bracho TV y LPC II

En virtud del PPA Loma Campana II, el Pago por Capacidad Fija (US\$ por MW-mes) y el Pago Variable (US\$/MWh) se determinan en términos anuales de operación según lo establecido en el PPA.

En virtud del PPA El Bracho TG, el Pago de Capacidad Fija (US\$ por MW-mes) y el Pago Variable (US\$/MWh) se determinan en términos anuales de operación según lo establecido en el PPA. En estos PPA, el combustible necesario para operar nuestras centrales es gas natural y será suministrado por CAMMESA. La imposibilidad de nuestras centrales atadas a estos PPA de poner a disponibilidad la Capacidad Contratada en razón de la imposibilidad de CAMMESA de suministrar los combustibles no significará una reducción en el cálculo de la disponibilidad de capacidad mensual o la aplicación de Cargos por Indisponibilidad.

Conforme cada PPA, la obligación de CAMMESA de suministrarnos o reembolsarnos por el combustible está limitada por el consumo específico garantizado de las unidades de generadores instaladas en cada central (el "Consumo Específico Garantizado") de la siguiente manera:

- De conformidad con el PPA Loma Campana II, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 2072 kcal/kWh en invierno y 2093 kcal/kWh en verano con gas natural operando como único combustible.
- De conformidad con el PPA El Bracho TG, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 2248 kcal/kWh en el caso de gas natural.

El combustible consumido por las unidades generadoras que supere el Consumo Específico Garantizado se deduce mensualmente de los pagos realizados por CAMMESA a los precios de compra establecidos por CAMMESA.

El plazo de vigencia de cada uno de los PPA comenzará en la fecha comprometida en los respectivos PPA (la "Fecha Comprometida") para la Fecha de Operación Comercial, respectiva para cada una de las centrales y dicho plazo de vigencia vencerá 10 años después de la Fecha Comprometida. El plazo del PPA Loma Campana II comenzó en su Fecha Comprometida, es decir, el 30 de noviembre de 2017. El plazo del PPA El Bracho TG comenzó en cuatro días antes de su Fecha Comprometida (prevista para el 31 de enero de 2018), es decir, el 27 de enero de 2018 y vencerá el 26 de enero de 2028.

A través de la Resolución SEE N° 287/2017, se dispuso en una convocatoria abierta a interesados vender energía eléctrica proveniente de la instalación de nueva capacidad de generación mediante la utilización, de la tecnología de: a) cierre de Ciclo Combinado o b) cogeneración, con compromiso de estar disponible para satisfacer la demanda en el MEM. En virtud de dicha licitación, resultamos adjudicados de los siguientes proyectos: (i) una cogeneración de 80,62MW en invierno y 71,95MW verano ubicada en la Refinería de La Plata de YPF (el "PPA LPC II") y (ii) a través de YGEN II, el cierre de ciclo de la central El Bracho TG, con una potencia contratada de 198 MW, convirtiéndose en un Ciclo Combinado de 473 MW instalados (el "PPA El Bracho TV").

De conformidad con los términos de cada PPA y la normativa aplicable, nuestra compensación consiste en dos elementos principales: un pago por capacidad fija ("el "Pago por Capacidad Fija") y un pago variable (el "Pago Variable").

- El Pago por Capacidad Fija consiste en un cargo fijo por MW por mes para nuestra capacidad contratada en virtud de cada PPA (la "Capacidad Contratada"). A fin de recibir la totalidad del Pago por Capacidad Fija, nuestra Capacidad Contratada debe estar plenamente disponible cuando CAMMESA la convoque para prestar el servicio (excluidos los momentos de mantenimiento programado, restricción de provisión de combustible por parte de CAMMESA o reducción de transmisión) según las mediciones efectuadas mensualmente.
- El Pago Variable consiste en un cargo variable basado en la cantidad real de electricidad que generamos y suministramos cuando CAMMESA lo solicita. El Pago Variable está diseñado para cubrir los costos de

operación y mantenimiento (excluido el consumo de combustible) en los que incurrimos sobre la base de la cantidad de energía generada y el tipo de combustible utilizado.

Estimamos que aproximadamente el 76% de nuestros ingresos en el caso de LPC II y 86% de nuestros ingresos en el caso de El Bracho TV estarán conformados por Pagos por Capacidad Fija, y que el porcentaje restante representará Pagos Variables basados en los costos operativos (excluido el consumo de combustible) para generar la energía que suministramos. Asimismo, el precio que paga CAMMESA en virtud de los PPA incluye una suma que corresponde al reembolso de cargos y costos de transmisión pagados al ENRE y CAMMESA, según se determina sobre la base de la información publicada mensualmente por CAMMESA.

El Pago por Capacidad Fija se reduce a US\$ 5 por MW por hora para cualquier porción de nuestra Capacidad Contratada que no está disponible cuando CAMMESA la convoca para prestar el servicio ("Cargo por Indisponibilidad"). Tales Cargos por Indisponibilidad se duplican a US\$ 10 por MW por hora si la indisponibilidad se da cuando se verifican cortes de energía en el sistema. Los Cargos por Indisponibilidad totales aplicados en un mes, no podrán ser superiores al 50% del Pago por Capacidad Fija aplicable en un mes y con un máximo anual del 100%. Sin embargo, la falta de suministro de la Capacidad Contratada de forma sustancial y repetida o prolongada de nuestra parte podría constituir un hecho de incumplimiento de conformidad con la PPA aplicable, y podría permitir que CAMMESA, a su discreción, rescinda el PPA aplicable.

En virtud de estos PPA, el combustible necesario para operar nuestra central de Cogeneración de La Plata II (gas natural o gasoil) será suministrado por YPF en virtud de un acuerdo preliminar arribado con esta compañía en forma previa a la licitación por la cual nos venden el gas natural para la Cogeneración La Plata II a 82% del Precio de Combustible de Referencia Cammesa y el gasoil al 95% del Precio de combustible de Referencia CAMMESA . La imposibilidad de esta central de poner a disponibilidad la Capacidad Contratada debido a falta de puesta a disposición por parte de YPF de dichos combustibles significará una reducción en el cálculo de la disponibilidad de capacidad mensual o la aplicación de Cargos por Indisponibilidad. Conforme cada PPA, la obligación de CAMMESA de suministrarnos o reembolsarnos por el combustible está limitada por el consumo específico garantizado de las unidades de generadores instaladas en cada central (el "Consumo Específico Garantizado") de la siguiente manera:

- De conformidad con el PPA LPC II, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 1.680 kcal/kWh en el caso de gas natural y 1.820 kcal/kWh en el caso de gas oil.
- De conformidad con el PPA El Bracho TV, el Consumo Específico Garantizado de cada máquina es de 1.530 kcal/kWh en el caso de gas natural (funcionando como ciclo combinado).

El combustible consumido por las unidades generadoras que supere el Consumo Específico Garantizado se deduce mensualmente de los pagos realizados por CAMMESA a los precios de compra establecidos por CAMMESA.

En virtud del PPA El Bracho TV, el Pago por Capacidad Fija equivale a US\$ 22.200 por MW por mes y recibiremos un Pago Variable de US\$ 5 por MW/h como resultado de ventas de electricidad generada por gas natural.

En virtud del PPA Cogeneración La Plata II, el Pago de Capacidad Fija es igual a US\$ 18.600 por MW por mes y recibiremos un Pago Variable US\$ 8 por MWh por ventas de electricidad, sea utilizando gas natural o gasoil.

Los plazos de duración de estos PPA son de 15 años contados desde la fecha comprometida de habilitación comercial o la fecha real de habilitación comercial, lo cual ocurra en primer lugar, de cada central.

Con fecha 23 de octubre de 2020 se habilitó comercialmente la turbina de vapor de El Bracho y el 27 de octubre de 2020 se habilitó comercialmente la Cogeneración de La Plata.

Otros acuerdos a largo plazo sobre activos térmicos

Acuerdo sobre Loma Campana I

Mediante la Resolución SEE N° 307/2016, se autorizó a YPF Energía Eléctrica S.A. actuar como autogenerador distribuido del MEM para su central Loma Campana I de 105MW de potencia nominal y, en dicho marco, se celebró con YPF un contrato puesta a disposición de la totalidad de la potencia nominal a través de la operación y mantenimiento de la central, que se imputarán a diversos puntos de consumo de YPF S.A (el "PPA Loma Campana I").

Loma Campana I opera exclusivamente con gas natural que es suministrado por y a costo exclusivo de YPF, de acuerdo a sus necesidades de consumo en los puntos identificados. La Emisora recibe 29,44 US\$ por MWh de potencia disponible mensual neta de regulación primaria de frecuencia, sea la central despachada o no.

El contrato de Loma Campana I prevé una indemnización en caso de terminación por culpa de YPF que compensa el remanente de los ingresos bajo el contrato por el plazo no transcurrido.

El contrato de Loma Campana I tiene una duración de 15 años desde el 7 de noviembre de 2017, fecha de habilitación comercial de la central.

Acuerdo sobre Loma Campana Este

El acuerdo original por la puesta a disposición de 17 MW, con una potencia garantizada de 8MW, proveniente de motogeneradores de Loma Campana Este fue el resultado de haber ganado una licitación lanzada por YPF para el abastecimiento de energía distribuida en la zona del yacimiento de Loma Campana (el "PPA Loma Campana Este").

De acuerdo a lo establecido en el PPA Loma Campana Este, el precio pagadero a la Compañía es fijado por dos componentes principales, a saber:

- Un cargo fijo por la disposición de la potencia (el "Cargo Fijo"), que consiste en un precio fijo por MW por mes por la puesta a disposición de la potencia nominal contratada bajo el PPA Loma Campana Este (la "Potencia Contratada"). Para recibir el Cargo Fijo, la Potencia Contratada debe estar completamente disponible, a partir del momento en que YPF solicite la entrega del servicio; y
- Un cargo variable (el "Cargo Variable"), basado en la cantidad real de energía que se genera en Loma Campana Este y es efectivamente suministrada a YPF.

De acuerdo con el PPA de Loma Campana Este, el Cargo Fijo equivale a US\$ 16,51 por MW por mes y el Cargo Variable equivale a US\$ 28 por MW/h, pagaderos en pesos convertidos al tipo de cambio aplicable del hábil previo a la fecha de pago.

Loma Campana Este opera solo con gas natural que es suministrado por y a cargo exclusivo de YPF. El PPA Loma Campana Este tenía una vigencia de 36 meses a contar desde el 11 de julio de 2017.

A partir de la solicitud del cliente de extender y adaptar el PPA Loma Campana Este, el mismo paso a un valor de potencia garantizada de 5MW a partir del 21 de julio de 2020. Éste nuevo acuerdo llevó a iniciar un proceso de optimización de estructura para ajuste de costos y búsquedas de sinergia, implementando de este modo la operación remota de la planta desde las instalaciones de Loma Campana I y II desde el 1° de enero de 2021. Posteriormente, en Julio de 2021, la potencia contratada se incrementó a 8 MW hasta la fecha de vigencia del 20 de mayo de 2026.

Acuerdo sobre Central Térmica Manantiales Behr

En el marco de la resolución 269/2008, se utilizará la figura de autogenerador distribuido del MEM para la Central Térmica Manantiales Behr de 58 MW de potencia nominal y, en dicho marco, se celebró con YPF un contrato de puesta a disposición de la totalidad de la potencia nominal a través de la operación y mantenimiento de la central, que se imputarán a diversos puntos de consumo de YPF (el "PPA CT Manantiales Behr").

CT Manantiales Behr opera exclusivamente con gas natural que es suministrado por y a costo exclusivo de YPF, de acuerdo a sus necesidades de consumo en los puntos identificados. La Emisora recibe 23,33 US\$ por MWh de potencia disponible mensual más un variable por energía entregada de 8,31 US\$ por MWh.

El PPA CT Manantiales Behr tiene una duración de 20 años, y está denominado en dólares estadounidenses, siendo su fecha de inicio el 23 de enero de 2021.

Acuerdo sobre La Plata Cogeneración I

Con fecha 29 de diciembre de 2021 se envió la carta de aceptación al Acuerdo con YPF para abastecer físicamente a su Refinería La Plata de energía eléctrica generada a partir de la planta de La Plata Cogeneración de la Emisora. El acuerdo tiene vigencia hasta el 4 de enero de 2033, coincidente con la fecha de finalización del contrato de vapor de esa misma planta, y está denominado en dólares.

Se trata de un contrato de puesta a disposición de potencia en la que la Sociedad es responsable de prestar el servicio de generación de energía eléctrica a partir del gas natural suministrado por YPF, pudiendo comercializar libremente los excedentes de energía que no fueran tomados por YPF. La Emisora recibe por ello 29,71 US\$ por cada MWh de potencia disponible tomada por YPF.

PPA de Centrales de generación de energía renovable

A continuación, se incluyen breves descripciones de los contratos de venta a largo plazo relacionados con los activos generación de energía renovable de la Compañía. Los PPA con terceros relacionados con los proyectos Los Teros I, Los Teros II, la Fase II de Manantiales Behr y Zonda, no se describen en el siguiente cuadro ya que los términos y condiciones de los mismos, al ser contratos con grandes usuarios privados, varían significativamente entre ellos

Central	Contraparte	Capacidad contratada	Plazo en años	Fecha de inicio	Fecha de vencimiento
Mantantiales Behr Fase 1	YPF	49,5MW	15	agosto 2018	julio de 2033
Mantantiales Behr Fase 2	YPF	29,3MW	7	noviembre 2018	octubre 2025
Parque Eólico Cañadón León	CAMMESA	101,5 MW	~15	diciembre 2021	septiembre 2036
Parque Eólico Cañadón León	YPF	21,2 MW	15	diciembre 2021	noviembre 2036
Parque Eólico Los Teros I	YPF	30,1 MW	15	septiembre 2020	agosto 2035
Parque Eólico Los Teros II	YPF	30,3 MW	15	junio 2021	Agosto 2035

PPA del MATER

La Emisora tiene celebrado un contrato con YPF de 15 años de duración por una capacidad de 49,5 MW de potencia, y con un compromiso de entrega de 210.240 MWh/año de energía eléctrica (el “PPA Manantiales Behr”). La entrada en vigencia tuvo lugar con la habilitación comercial de la primera fase del Parque Eólico Manantiales Behr en agosto de 2018. El punto de entrega de la energía se acordó en la Estación Transformadora Escalante, punto de conexión de la central con el SADI. El precio de venta es pagadero en pesos argentinos según el tipo de cambio vigente con fecha anterior al pago. El PPA Manantiales Behr prevé una indemnización en caso de terminación por culpa de YPF que compensa el remanente de los ingresos bajo el contrato por el plazo no transcurrido.

Cabe destacar que, en virtud de lo establecido en la Resolución N° 281/2017 del ex MEyM, desde el cuarto trimestre del 2017 el Parque Eólico Manantiales Behr tiene prioridad de despacho para el MATER por los 99 MW de su potencia instalada.

Asimismo, la Emisora tiene celebrado un contrato por un plazo de 7 años con YPF por una capacidad instalada de 29,3 MW correspondientes a la segunda etapa del Parque Eólico Manantiales Behr, dicho acuerdo comenzó el 22 de noviembre de 2018, el precio de venta se paga en pesos argentinos según el tipo de cambio vigente con fecha anterior al día de pago.

La restante capacidad instalada del Parque Eólico Manantiales Behr está comprometida con diversas industrias del sector privado (Roca, Coca Cola Femsa, Toyota, Profertil, Nestlé y Eco de los Andes, entre otras).

Asimismo, la Sociedad ha celebrado PPA con industrias y otros usuarios del sector privado para abastecerlos de los Parques Eólicos Teros I y II (como ser Toyota, Profertil, Ford, Roca, Cladd, Hyatt, YPF y Holcim, entre otros), que tienen adjudicados 175 MW de prioridad de despacho en la capacidad de transporte para el MATER. Estos PPA tienen un plazo de vigencia promedio de 10,47 años, y están denominados en dólares estadounidenses.

A su vez, también la sociedad ha celebrado PPA con industrias y otros usuarios del sector privado para abastecerlos del Parque Solar Zonda (por ejemplo, Claro, FORD, Molinos Rio de La Plata y Renova, entre otros),

que tienen adjudicados 53 MW de prioridad de despacho en la capacidad de transporte para el MATER. Estos PPA tienen un plazo de vigencia promedio de 5,5 años, y están denominados en dólares estadounidenses.

Finalmente, cabe señalar que la Sociedad ha celebrado un PPA con YPF por 21,15 MW del parque eólico Cañadón León.

Considerando los contratos antes mencionados, la Compañía cuenta con un 98% de su capacidad de centrales de generación de energía renovable en el MATER contratada con PPA de largo plazo.

PPA con Cañadón León

El Parque Eólico Cañadón León de 122,67 MW de potencia nominal resultó adjudicatario en la última licitación RenovAR 2 de un Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable por 99MW de potencia con CAMMESA por 20 años (el “PPA Cañadón León”). El 23 de noviembre de 2018 se firmó el PPA Cañadón León, siendo el precio adjudicado de 41,50 US\$/MWh, el que debe multiplicarse por dos factores (factor incentivo y factor de ajuste) determinados en el pliego de base y condiciones del programa RenovAr 2. El plazo del acuerdo es de 20 años.

Cabe señalar asimismo que en virtud de ciertas demoras en la construcción del proyecto, Luz del León solicitó a CAMMESA, de conformidad con la Resolución N°52/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía, la extensión de la fecha de habilitación comercial por los 99 MW correspondientes al parque eólico Cañadón León comprometidos bajo el programa RenovAr 2, mediante la aceptación de (a) una reducción del plazo de vigencia del PPA equivalente a 6 veces la demora, y (b) una reducción del factor de incentivo.

Adicionalmente, cabe señalar que el parque eólico tiene otro PPA por 21.15MW con YPF S.A. por un plazo de 15 años y denominado en dólares estadounidenses (el “PPA Mater Cañadón León”).

Al igual que el PPA firmado con CAMMESA, el contrato con YPF entró en vigencia luego de alcanzar COD el pasado 22 de diciembre de 2021.

Contratos de venta de Vapor de Centrales de Cogeneración Se detallan a continuación nuestros activos de generación de cogeneración comprometidos con contratos de venta a largo plazo:

Central	Contraparte	Cantidad Contratada	TOP/DOP	Precio de vapor	Combustible	Plazo en años	Fecha de inicio	Fecha de vencimiento
LPC I	YPF	190/210 TN/h	100%	8,14 US\$/tn (1)	GN provisto por YPF	15	1° de enero de 2018	4 de enero de 2033
LPC II	YPF	190/200 TN/h	100%	13,33 US\$/tn (1)	GN provisto por YPF mediante modalidad de fazón	15	30 de diciembre de 2020	30 de diciembre de 2035

(1) Dicho precio se ajusta mediante a una fórmula de actualización.

Con efectos desde el 1 de enero de 2018, la Emisora comenzó a suministrar vapor a YPF desde su central LPC I, con base un contrato de venta de vapor con un plazo de duración de 15 años (el “Contrato de Venta de Vapor LPC I”). A través del Contrato de Venta de Vapor LPC I, la Emisora se comprometió a entregar un volumen de entre 190 tn/h a 210 tn/h, con un *take or pay* de parte de YPF de 190 tn/h, y suministrando YPF el combustible necesario, según el caso, para la generación de energía eléctrica y consecuente vapor. El precio del vapor se acordó en 8,14 US\$/tn y el Contrato de Venta de Vapor LPC I tiene una limitación de responsabilidad para ambas partes de 31,5 MM US\$.

Con efectos desde el 30 de diciembre de 2020, la Emisora comenzó a suministrar vapor a YPF desde su central LPC II, con base un contrato de venta de vapor con un plazo de duración de 15 años (el “Contrato de Venta de Vapor LPC II”). A través del Contrato de Venta de Vapor LPC II, la Emisora se comprometió a entregar un volumen de entre 190 tn/h a 200 tn/h, con un *take or pay* de parte de YPF de 200 tn/h, y suministrando YPF el combustible necesario, según el caso, para la generación de energía eléctrica y consecuente vapor. El precio del vapor se acordó en 13.33 US\$/tn.

Competencia

La demanda de energía y potencia en Argentina es satisfecha por varias empresas generadoras, tanto públicas como privadas y no ha existido presión competitiva significativa en el sector de electricidad de Argentina entre 2002-2015. A partir de esa fecha, la incorporación de nueva capacidad instalada a través de diversas licitaciones (tanto térmicas como renovables) y el crecimiento de la demanda moderada ha incorporado nuevos participantes en el sector energético argentino.

En el mercado de generación de electricidad, la Sociedad enfrenta competencia de sociedades ampliamente conocidas que operan en forma permanente, tales como la empresa Pampa Energía S.A., Central Puerto S.A., AES Argentina Generación S.A., Genneia y Albanesi S.A.

A los competidores tradicionales principales de la Sociedad como Pampa Energía S.A., Central Puerto S.A. y Albanesi S.A., en las licitaciones térmicas se sumaron nuevos actores como los grupos MSU y Araucaria, que fueron parte de la fuerte competencia y fueron adjudicatarios de PPA.

A fin de cumplir los objetivos de incorporación de energías renovables en la matriz energética que estableció la Ley de Energías Renovables, el ex MEyM lanzó el Programa Renovar, de cual hasta la fecha de emisión se realizaron dos rondas licitatorias para la adjudicación de contratos de compra de energía renovable con CAMMESA por un plazo de 20 años con precio denominado en dólares estadounidenses.

En la Ronda 1/1.5 realizada en 2016, se recibieron ofertas de tecnología eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos por un total de 6.346MW, adjudicándose 2.423MW.

En la Ronda 2 realizada en 2017 se recibieron ofertas por un total de 9.401MW, adjudicándose 2.043MW.

Para las licitaciones de energías renovables, se observó aún una mayor competencia y particularmente el ingreso de numerosos nuevos actores tanto nacionales como internacionales que manifestaron su interés participando de las compulsas.

Como resultado de estas adjudicaciones, se introdujeron nuevos competidores en el mercado de renovables como ser Latinoamericana de Energía, 360 Energy, PCR, Envisión y Genneia.

Por medio de una nueva alternativa para la rescisión voluntaria de los contratos y del establecimiento de nuevas condiciones para prorrogar o modificar la potencia contratada, se liberará capacidad de transporte que podrá ponerse a disposición de nuevos proyectos. De esta manera, se contribuye con el objetivo de alcanzar en 2025 el 20% del abastecimiento eléctrico a partir de fuentes renovables.

Políticas de la Emisora

Código de Ética y Conducta

La compañía cuenta con un [Código de Ética y Conducta](#) que guía el accionar con todos sus grupos de interés y aplica a directores y colaboradores de YPF Luz y a terceros relacionados con la compañía. El Código y sus políticas están disponibles en: <https://ypfluz.com/Content/pdf/politicas/PoliticaYPFCodigDeEticaEE.pdf>

Política Antisoborno

En el marco del Programa de Compliance de YPF Luz, la compañía ha certificado la norma internacional ISO 37001 en materia de antisoborno para el 100% de sus operaciones, comprometiéndose a llevar a cabo todas sus actividades con integridad y transparencia, mediante una política de tolerancia cero respecto de ofrecer o aceptar sobornos o comisiones ilegales. Esta política aplica tanto 101al personal de YPF Luz como así también a empresas controladas y a socios de negocios, incluyendo, pero no limitándose a proveedores, contratistas, clientes, entre otros.

La compañía cuenta con una Política Antisoborno en la que se compromete a llevar a cabo todas sus actividades con integridad y transparencia, mediante una política de tolerancia cero respecto de ofrecer o aceptar sobornos o comisiones ilegales. La política aplica a todo el personal, a las organizaciones controladas y a socios de negocios pertinentes respecto de sus vinculaciones con organizaciones del sector público o del sector privado, con o sin fines de lucro.

Leer política completa en: <https://ypfluz.com/Content/pdf/politicas/PoliticaAntisoborno.pdf>

Política de Sostenibilidad

Promovemos la sostenibilidad en cada decisión de negocio y la mejora continua de nuestros procesos de gestión, para lograr ser una compañía de energía eléctrica rentable, eficiente y sustentable. En YPF Luz entendemos la sostenibilidad como la forma de trabajo que impulsa el crecimiento constante. La sostenibilidad está integrada de manera transversal en todas sus áreas y niveles, asegurando la disponibilidad de los recursos necesarios y teniendo en cuenta la perspectiva de los grupos de interés.

La política completa está disponible en: <https://ypfluz.com/Content/pdf/politicas/PoliticaSostenibilidadYPFLuz.pdf>.

Política de Derechos Humanos, Diversidad e Inclusión

En febrero 2024 el Directorio de la compañía aprobó esta política, adonde se compromete a:

- respetar, promover y cumplir los derechos humanos reconocidos internacionalmente en todas nuestras actividades, operaciones y relaciones comerciales.
- valorar la diversidad y promover un ambiente inclusivo, donde se respeten las características de cada individuo, sin discriminación por edad, estado civil, estilo de vida, etnia, religión, nacionalidad, discapacidad, género, orientación sexual, formación, procedencia, creencia, pensamiento o cualquier otra diferencia personal.
- ofrecer igualdad de oportunidades en todos los aspectos del empleo, sin tolerancia a la discriminación ni al acoso.
- Reconocer y valorar la diversidad y el patrimonio cultural de las comunidades y de los pueblos indígenas en todos los lugares donde la compañía opera.

Política de calidad, seguridad, salud y medio ambiente (CMASS)

En nuestra tarea de ser una compañía de energía eléctrica rentable, eficiente y sustentable, que optimiza el uso de recursos naturales y contribuye al desarrollo del país y los mercados en los que participa, los trabajadores de YPF Luz respetan los siguientes valores:

- Minimizar el impacto sobre el medio ambiente
- Garantizar condiciones de trabajo seguras a través de la implementación de mejores prácticas reconocidas local e internacionalmente
- Mantener un ambiente laboral saludable para los trabajadores y para la comunidad en donde desarrollamos nuestros proyectos

La política completa está disponible en: <https://ypfluz.com/Content/pdf/politicas/politicaCMASS.pdf>

Política de excelencia operacional

En YPF Luz generamos energía de forma segura, confiable y eficiente, orientando nuestras acciones a la búsqueda de la excelencia operacional y la mejora continua, a fin de:

- Asegurar el bienestar de las personas y la integridad de nuestros activos.
- Maximizar la producción y la eficiencia; optimizando el uso de los recursos disponibles.
- Satisfacer los compromisos asumidos con nuestros clientes internos y externos.
- Garantizar procesos productivos seguros y alineados con el cuidado del medio ambiente.

Leer política completa en: <https://ypfluz.com/Content/pdf/politicas/politicaExcelenciaOperacional.pdf>

Política de Relaciones con el Entorno

En YPF Luz creemos que la base de toda relación se sustenta en una comunicación íntegra y clara y que es fundamental para la Compañía desarrollar y cultivar buenas relaciones con todas sus partes interesadas, ya que contribuyen al logro de nuestros objetivos estratégicos y de sustentabilidad a largo plazo.

Leer política completa en: <https://ypfluz.com/Content/pdf/politicas/PoliticaRelacionesConElEntorno.pdf>

Propósito, Misión y Visión

El propósito de la Compañía es "IMPULSAR DESDE ARGENTINA LA EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PARA EL BIENESTAR DE LAS PERSONAS".

La misión de la Compañía es ser una compañía de energía eléctrica rentable, eficiente y sustentable, que optimiza el uso de los recursos naturales y contribuye al desarrollo energético del país y los mercados en los que participa.

Su visión consiste en ser una compañía líder en el abastecimiento de soluciones energéticas integrales y sustentables, con estándares de seguridad, tecnología, eficiencia y calidad de referencia mundial.

Valores Corporativos

Sostenibilidad	Cuidamos el futuro	<i>Evolucionamos la energía para el bienestar de las generaciones actuales y futuras.</i>
Equipo	Juntos somos mejores	<i>Nos comunicamos con franqueza y apertura. Nos potenciamos desde la diversidad.</i>
Compromiso	Logramos resultados	<i>Nos enfocamos en alcanzar resultados desafiantes que generan impacto. Nos hacemos cargo de nuestras acciones.</i>
Pasión	Contagiamos buena energía	<i>Elegimos estar acá porque lo que hacemos importa. Ponemos toda nuestra energía y siempre vamos por más.</i>
Integridad	Somos lo que hacemos	<i>Somos honestos, transparentes e íntegros en lo que decimos y en lo que hacemos. Priorizamos lo correcto sobre lo conveniente.</i>

A partir del propósito, misión, visión y valores, la Sociedad está consolidando su cultura corporativa, que guíe su estrategia, que la ayude a cuidar su gente y que sea un diferencial competitivo. Por tal razón la Sociedad ha trabajado en la definición de un modelo de liderazgo a partir de sus valores, que facilite la toma de decisiones, de una ventaja competitiva, la guíe en el reclutamiento de nuevos empleados, contribuya a retenerlos y motivarlos y transmita lo que es importante para sus empleados como compañía.

Programa de Compliance

YPF LUZ cuenta con un Programa de Compliance y objetivos de Compliance y Auditoría Interna para asegurar los más altos estándares de cumplimiento regulatorio y la transparencia e integridad en todas sus operaciones y procesos, y cuenta con el compromiso de los colaboradores y de terceros relacionados con las actividades que desempeñan.

Para el desarrollo del Programa se consideró la industria en la que participa la Compañía y el tamaño de sus operaciones. Cada elemento del Programa se ha desarrollado en línea con los valores éticos de YPF Luz y está compuesto por 4 pilares esenciales tales como i. Gestión de Riesgos, ii. Cultura de Compliance (incluyendo formación y comunicación), iii. Canal Compliance (Línea de Denuncias), y iv. Liderazgo de Compliance, que representan las áreas de mayor atención y cuidado, no solo desde el punto de vista de la prevención, detección y mitigación de riesgos de Compliance, sino también de la cultura organizacional que promueve la Compañía.

La Compañía adhiere a una cultura de Compliance, que no solo se circunscribe al cumplimiento de “la letra” (normas, políticas, regulaciones y procesos), sino también a su “espíritu”, donde los líderes de la Compañía juegan un rol central en la construcción y en la consolidación de dicha cultura.

Sistema Integrado de Gestión

Nuestro Sistema Integrado de Gestión (SIG) facilita la gestión de todos los aspectos relacionados con la calidad, el medio ambiente, la salud y la seguridad. Este sistema está basado en tres principios que rigen nuestro compromiso y nuestra cultura enfocada en la prevención.

- Garantizar condiciones de trabajo seguras a través de las mejores prácticas reconocidas local e internacionalmente.
- Minimizar nuestro impacto sobre el medio ambiente.
- Mantener un ambiente laboral saludable para el personal y la comunidad donde desarrollamos nuestras actividades. Cuidar a nuestra gente y fomentar su bienestar.

Estos principios se cumplen a través de 11 vectores estratégicos que ejecutamos a través de 3 **Programas de Objetivos y Acciones**:

- Programa de Objetivos y Acciones de Seguridad y Salud (POASS).
- Programa de Objetivos y Acciones de Medio Ambiente (POAM).
- Programa de Objetivos y Acciones de Calidad (POAC).

Certificaciones

ACTIVO	ISO 9001	ISO 14001	ISO 50001	ISO 45001	ISO 55001	ISO 37001
Central Térmica El Bracho	✓	✓	✓	✓		
Central Térmica San Miguel de Tucumán	✓	✓	✓	✓		
Central Térmica Tucumán	✓	✓	✓	✓		
La Plata Cogeneración I	✓	✓	✓	✓		
La Plata Cogeneración II	✓	✓	✓	✓		
Central Térmica Loma Campana I	✓	✓	✓	✓	✓	
Central Térmica Loma Campana II	✓	✓	✓	✓	✓	
Central Térmica Loma Campana Este	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Parque Eólico Manantiales Behr	✓	✓		✓		
Parque Eólico Los Teros	✓	✓		✓		
Central Térmica Manantiales Behr	✓	✓	✓	✓		
Parque Eólico Cañadón León	✓	✓		✓		
Parque Solar Zonda	✓	✓		✓		
Central Dock Sud	✓	✓		✓		

Gestión Ambiental

A la fecha de este Prospecto, la Compañía no es parte en ningún proceso judicial pendiente ni tiene conocimiento de estar amenazada por algún proceso judicial por cuestiones ambientales.

Asimismo, la Compañía ha obtenido los permisos ambientales exigidos por la normativa ambiental aplicable y cuenta con los planes de gestión ambiental aprobados por las autoridades regulatorias pertinentes. A fin de mantener altos estándares en materia ambiental, la Compañía realiza controles periódicos, cuyos resultados se enmarcan dentro de los límites permitidos por la legislación vigente.

La Compañía ha desarrollado un amplio programa de cumplimiento y gestión del medio ambiente que está sujeto a auditorías periódicas internas y externas por parte de TÜV Rheinland, Bureau Veritas e IRAM.

Para cumplir con estas políticas, la Compañía obtiene periódicamente certificaciones de sus sistemas de gestión ambientales. A continuación, se listan una serie de auditorías para la certificación de las normas ISO en esta materia, tras lo cual la Compañía obtuvo los siguientes certificados:

Seguridad y Salud

La gestión de la seguridad, higiene y salud ocupacional tiene como fin preservar la integridad de las personas, de los bienes propios y de terceros, asumiendo que:

- todos los accidentes y enfermedades del trabajo pueden ser evitados;
- el cumplimiento de las normas de seguridad, higiene y salud ocupacional establecidas es responsabilidad de todos aquellos que desarrollan actividades en las plantas; y

- la toma de conciencia de las personas contribuye a lograr el bienestar en el trabajo y un mejor desarrollo personal y colectivo de quienes forman parte de la comunidad laboral.

El compromiso con las políticas de “Mejora Continua” compromete a la Compañía a revisar la adecuación de la presente política y los objetivos para su permanente adecuación a los cambios requeridos por el mercado y la legislación vigente.

Para cumplir con estas políticas, la Compañía obtiene periódicamente certificaciones de sus sistemas de gestión. A continuación, se listan una serie de auditorías para la certificación de las normas ISO. Calidad

La gestión de la calidad tiene como objetivo mejorar continuamente la idoneidad, adecuación y eficacia de la calidad del sistema de gestión. Se debe mejorar los procesos y los bienes y servicios teniendo en cuenta:

- los cambios en el contexto de la organización
- la planificación de cambios: porque la necesidad del cambio, que aportará el cambio (KPIs y Objetivos), los recursos necesarios para implementarlo, los riesgos del cambio
- garantizar que el sistema de gestión de calidad logra las salidas de sus resultados previstos
- la promoción de la mejora y la innovación continua para mantener la satisfacción del cliente
- la gestión de desvíos producidos en el desarrollo del servicio, para evitar disminuir la calidad del servicio o un error en la ejecución de los trabajos que puedan afectar la satisfacción al cliente.

El compromiso con las políticas de “Mejora Continua” compromete a la Compañía a revisar la adecuación de la presente política y los objetivos para su permanente adecuación a los cambios requeridos por el mercado y la legislación vigente.

A efectos de cumplir con estas políticas, la Compañía obtiene periódicamente certificaciones de sus sistemas de gestión. A continuación, se listan una serie de auditorías para la certificación de las normas ISO. YPF Luz fue reconocida en el Premio Nacional a la Calidad 2022.

YPF Luz fue reconocida con una mención especial por la gestión de las personas en la categoría de grandes empresas de servicios.

Activos Industriales

La gestión de activos industriales tiene como objetivo maximizar el valor de sus activos y mantenerlos en el tiempo, mediante la gestión a lo largo de todo el ciclo de vida de los activos físicos. Esto se hace a partir de un plan estratégico que contempla diseño, construcción, mantenimiento, operación y desmantelamiento.

El compromiso con las políticas de “Mejora Continua” compromete a la Compañía a revisar la adecuación de la presente política y los objetivos para su permanente adecuación a los cambios requeridos por el mercado y la legislación vigente.

A efectos de cumplir con estas políticas, la Compañía obtiene periódicamente certificaciones de sus sistemas de gestión. A continuación, se listan una serie de auditorías para la certificación de las normas ISO, tras lo cual la Compañía obtuvo los siguientes certificados:

Seguros La Sociedad posee un programa de seguros para cubrir tanto sus activos como sus actividades como así también los requeridos por la legislación vigente. La cobertura de todo riesgo operativo incluye, pero no está limitada a, daño material y/o rotura de maquinaria y su consecuente pérdida de beneficios. También tenemos contratado un programa de responsabilidad civil emergente de nuestra actividad, por los daños ocasionados en la persona o a los bienes de terceros, hasta un límite de USD 100.000.000.

Para los nuevos proyectos e inversiones se contrata específicamente cobertura de construcción y/o montaje y responsabilidad civil construcciones y su consecuente pérdida de beneficios por retrasos en el inicio de las operaciones.

También tenemos contratadas las coberturas de responsabilidad civil para nuestros vehículos, de responsabilidad laboral emergente de la ley 24.557 (Ley de Riesgos del Trabajo), y el seguro de vida obligatorio establecido en el Decreto 1567/74.

El nivel de cobertura es el adecuado para los riesgos que enfrenta la actividad comercial. Los seguros y reaseguros contratados son comparables a organizaciones del sector que operan en los mismos negocios en los cuales participa la Sociedad.

LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE ARGENTINA

El siguiente es un resumen de algunas cuestiones relacionadas con el sector de energía eléctrica de Argentina, e incluye disposiciones de las leyes y reglamentaciones de Argentina aplicables a ese sector y a la Sociedad. Este resumen no pretende ser un análisis completo de toda la normativa aplicable al sector de energía eléctrica. Se recomienda a los inversores consultar el resumen de dicha normativa publicado por la actual Secretaría de Energía del Ministerio de Economía -antes en la órbita del Ministerio de Desarrollo Productivo- (adelante, la "SE") que vino a reemplazar a la Secretaría de Gobierno de Energía, que se encontraba dentro de la órbita del por entonces Ministerio de Hacienda ("SGE") y que a la fecha de este Prospecto está dentro de la órbita del Ministerio de Economía (www.argentina.gob.ar/produccion/energia), CAMMESA (www.cammesa.com.ar), el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (el "ENRE") (www.enre.gob.ar) y consultar con sus asesores comerciales y legales en caso de necesitar profundizar ese análisis. La información contenida en los mencionados sitios web no se incorpora por referencia a este documento.

Descripción General del Marco Legal

Descripción General del Marco Legal Principales disposiciones legales y complementarias

El marco regulatorio básico del sector eléctrico argentino vigente en la actualidad está conformado por la Ley N° 15.336, sancionada el 20 de septiembre de 1960, modificada por la Ley N° 24.065, promulgada el 19 de diciembre de 1991, promulgada parcialmente por el Decreto N° 13/92, y reglamentada por el Decreto N° 1398/92 y Decreto N° 186/95 y sus modificatorias (en conjunto, el "Marco Regulatorio"). La Ley N° 24.065 instrumentó las privatizaciones de las empresas estatales del sector eléctrico y separó la industria verticalmente en cuatro categorías: la generación, el transporte, la distribución y la demanda. Asimismo, dicha ley dispuso la organización del MEM (el cual se describe con más detalle a continuación) a partir de los lineamientos establecidos en el Decreto N° 634/91.

La Ley N° 24.065 y su Reglamentación -Decreto N° 1.398/1992-, reconocen al generador como uno de los actores reconocidos del MEM (artículo 4). Toda empresa para actuar como Agente del MEM, sea como Generador, Cogenerador, Autogenerador, Transportista, Distribuidor o Gran Usuario, debe obtener de la Autoridad de Aplicación (conforme dicho término se define más adelante) la correspondiente habilitación (los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, aprobados por Resolución N° 61/92 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del entonces Ministerio de Economía, Obras y Servicios Públicos, sus modificatorias y complementarias, los "Procedimientos"). El Decreto N° 186/95 creó además la figura del "participante", destacándose entre éstos el "comercializador", definido como aquella empresa que sin ser agente del MEM, comercialice energía eléctrica en bloque.

En diciembre 2019 se sancionó la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, a través de la cual el Congreso de la Nación declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social con vigencia hasta el 31 de diciembre del 2020 (aunque ciertos aspectos de la ley fueron prorrogados sucesivamente). Allí se delegaron en el Poder Ejecutivo Nacional ciertas facultades para superar tal emergencia en los términos del artículo 76 de la Constitución Nacional y estableciendo -entre otras- las siguientes bases de la delegación: "*reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos*". El Congreso también facultó al Poder Ejecutivo Nacional a:

- (i) intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS por el término de un (1) año (la intervención se dispuso mediante Decreto N° 277/2020 y prorrogada por los Decretos N° 1020/2020, 871/2021 y 815/2022, y recientemente dispuesta por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023, por lo que continúa vigente a la fecha).
- (ii) a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal, y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las leyes 24.065 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la ley de emergencia y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días -plazo prorrogado desde su vencimiento y por un plazo adicional de 180 días corridos por el Decreto 543/2020, y luego, a través del Decreto 1020/2020, prorrogado por noventa (90) días corridos o hasta tanto entren en vigencia los nuevos

cuadros tarifarios transitorios-, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. El Congreso invitó a las provincias a adherir a estas políticas de mantenimiento de los cuadros tarifarios y renegociación o revisión de carácter extraordinario de las tarifas de las jurisdicciones provinciales.

El 18 de diciembre de 2023, mediante Decreto N° 55/2023, el Poder Ejecutivo Nacional resolvió:

- En cuanto a la emergencia:
 - Declarar la emergencia en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, así como en el transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal hasta el 31 de diciembre de 2024.
 - Instruir a la Secretaría de Energía para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones necesarias. El objetivo es establecer mecanismos de sanción de precios en condiciones de competencia, mantener niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.

- En cuanto a la revisión tarifaria:
 - Iniciar la revisión tarifaria para las prestadoras de servicios de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.
 - Los nuevos cuadros tarifarios resultantes no podrán entrar en vigencia después del 31 de diciembre de 2024.
 - Hasta tanto culmine el proceso de revisión tarifaria podrán aprobarse adecuaciones transitorias de tarifas y ajustes periódicos, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados, a cuenta de lo que resulte de la revisión tarifaria.
 - Establecer mecanismos para la participación ciudadana en el proceso de adecuación tarifaria transitoria.

- En cuanto a la intervención del ENRE y ENARGAS:
 - Disponer la intervención del ENRE y del ENARGAS a partir del 1 de enero de 2024 hasta la designación de nuevos miembros del Directorio.
 - Otorgar a la Secretaría de Energía la facultad de designar a los Interventores del ENRE y del ENARGAS.
 - Otorgar a los interventores la facultad de la realización del proceso de revisión tarifaria.
 - La Secretaría de Energía debe iniciar el proceso de selección de miembros del Directorio del ENARGAS en 180 días. También debe revisar y/o reconducir y/o confirmar y/o anular el proceso de selección de miembros del Directorio del ENRE.

El 20 de diciembre de 2023, mediante DNU 70, el Poder Ejecutivo Nacional resolvió:

- Contratos de exportación:
 - Derogar el Decreto N° 1491/2002 que disponía que los contratos de exportación por Potencia Firme y Energía Eléctrica Asociada y los Acuerdos de Comercialización de Generación no se encontraban alcanzados por la Ley N° 25.561 (ley de emergencia sancionada en 2002) y el Decreto N° 214/2002 (que permitió la conversión a pesos de las obligaciones de dar sumas de dinero) y que los mencionados contratos se facturarían en dólares estadounidenses.

- Ampliaciones de Transporte:
 - Derogar la Ley N° 25.822 que ratificaba y establecía la realización prioritaria el Plan Federal de transporte Eléctrico, instrumentado por la Secretaría de Energía.
 - Derogar el Decreto N° 635/2003 que, en el marco de las ampliaciones de transporte en alta tensión o por distribución troncal, autorizaba a la Secretaría de Energía a redeterminar el canon o precio correspondiente a la parte faltante de ejecución de una ampliación, hasta la habilitación comercial de la misma.

- Préstamos reintegrables:

- Derogar el Decreto N° 311/2006 que aprobaba el otorgamiento de préstamos reintegrables del Tesoro Nacional al Fondo Unificado, destinados al pago de las obligaciones exigibles a dicho fondo para el cumplimiento de sus funciones específicas y al sostenimiento sin distorsiones del sistema de estabilización de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
- Energías renovables:
 - Derogar los arts. 16 al 37 de la Ley N° 27.424, en donde se creó el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida, los beneficios promocionales y el Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida.
- Secretaría de Energía:
 - Facultar a la Secretaría de Energía a redeterminar la estructura de subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de energía eléctrica y gas natural. Para ello deberá considerar los ingresos del grupo conviviente.
 - Facultar a la Secretaría de Energía a definir los mecanismos específicos que materialicen la asignación y efectiva percepción de los subsidios, determinando los roles y tareas que desempeñarán los actores públicos, empresas concesionarias y otros actores o agentes que correspondan.

El 3 de enero de 2024, mediante Resoluciones N° 2/2024 y 3/2024, el ENRE resolvió convocar a audiencias públicas (celebradas el día 26 y el 29 de enero de 2024, respectivamente), para la adecuación transitoria de tarifas de transporte y distribución (EDENOR S.A, EDESUR S.A, Transener S.A, Transba S.A, Transpa S.A, Transco S.A, Transnea S.A, Transnoa S.A, Distrocuyo S.A, EPEN).

Mediante las Resoluciones 101/2024 y 102/2024 (modificadas por las Resoluciones 115/2024, 198/2024 y 199/2024 respectivamente) del ENRE, entre otros asuntos, se aprobaron: (i) los valores por categoría/subcategoría del costo de distribución (CPD) a aplicar por EDENOR y EDESUR y su fórmula de actualización; (ii) las tarifas a aplicar para los usuarios residenciales Nivel 1, Nivel 2 y Nivel 3 de EDENOR y EDESUR; y (iii) las tarifas de inyección para usuarios-generadores.

Además, mediante las Resoluciones ENRE N° 104/2024, 105/2024, 106/2024, 107/2024, 108/2024, 109/2024, 110/2024 y 111/2024, publicadas en el Boletín Oficial el 19 de febrero de 2024, se decidió aprobar: (i) los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de Transener S.A., Transba S.A., Transnoa S.A., Transnea S.A., Transpa S.A., Distrocuyo S.A., Transcomahue S.A. y el Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN), y el valor promedio de las Sanciones Históricas Mensuales (SP) aplicadas a los transportistas; y (ii) la fórmula para actualizar la remuneración de Transener S.A., Transba S.A., Transnoa S.A., Transnea S.A., Transpa S.A., Distrocuyo S.A., Transcomahue S.A. y el Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN), que se realizará mensualmente a partir de mayo de 2024.

Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)

El ENRE es un ente autárquico creado en virtud de la Ley N° 24.065 de Energía Eléctrica, actualmente bajo la jurisdicción del Ministerio de Economía. Este organismo es responsable de regular el sector eléctrico y supervisar el cumplimiento por parte de las empresas (generadores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios y participantes del sector bajo jurisdicción federal) de las normas, reglamentaciones y sus contratos de concesión.

El objeto principal del ENRE es adoptar las medidas necesarias para cumplir los objetivos nacionales relacionados con el abastecimiento, transporte y distribución de energía eléctrica.

Sin embargo, a fines de 2019, se sancionó la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, que declaró la emergencia pública en materia tarifaria y energética (entre otras), delegando en el PEN una variedad de facultades para cumplir con los objetivos previstos en la norma. Entre ellas, el artículo 6 facultó al PEN a intervenir administrativamente el ENRE por el término de un año.

Entre las principales funciones del ENRE, se encuentran las siguientes:

- Hacer cumplir la Ley de Energía Eléctrica y sus disposiciones complementarias;
- Controlar la prestación de los servicios públicos y hacer cumplir las disposiciones de los contratos de concesión;

- Adoptar normas aplicables a generadores, transportistas, distribuidores, usuarios de electricidad y otras partes relacionadas en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, medición y facturación del consumo de electricidad, interrupción y reconexión del suministro, acceso de terceros a inmuebles afectados a la industria eléctrica y calidad de los servicios prestados;
- Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas y discriminatorias entre los participantes de la industria eléctrica;
- Establecer las tarifas para los contratos de concesión de transporte y distribución de jurisdicción federal;
- Aplicar las sanciones previstas en la Ley de Energía Eléctrica y en los contratos de concesión, respetando en todos los casos los principios del debido proceso;
- Arbitrar en los conflictos entre los agentes y los participantes del sector eléctrico y entre aquellos y los usuarios residenciales.

Autoridad de Aplicación de Ley 15.336 y 24.065

A través del Decreto N° 186/95, el Poder Ejecutivo Nacional designó a la entonces Secretaría de Energía Eléctrica como la autoridad de aplicación de las Leyes 15.336 y 24.065. En la actualidad, a través de los Decretos N°7/2019 y N°50/2019, se designó a la Secretaría de Energía como la autoridad de aplicación de las leyes 15.336 y 24.065 que integran el marco regulatorio del sector de energía eléctrica (la "Autoridad de Aplicación"). En cuanto al despacho de carga, la Ley 24.065 y su decreto reglamentario, la reconocen como la encargada de dictar las normas a las que ajustará su accionar el Organismo Encargado del Despacho (OED) (artículo 35); así como las bases que regirán el despacho para las transacciones en el mercado, cuya aplicación será de competencia del OED (artículo 36).

Los principales objetivos de la Autoridad de Aplicación son:

- Intervenir en la elaboración y ejecución de la política energética nacional.
- Entender en los planes, programas y proyectos del área de su competencia y en su gestión presupuestaria, contable y financiera.
- Intervenir en la elaboración y fiscalización del régimen de combustibles y entender en la fijación de sus precios, cuando así corresponda, acorde con las pautas respectivas.
- Intervenir en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área energética, en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra o de servicios públicos, así como en la elaboración de normas de regulación de las licencias de servicios públicos aplicables a los regímenes federales en materia energética
- Ejercer las funciones de Autoridad de Aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética.
- Entender en la segmentación de los subsidios de las tarifas de los servicios públicos del área energética y en la elaboración de estructuras arancelarias en materia de energía.
- Entender en el diseño y ejecución y, asistir en la elaboración de la política de reembolsos y reintegros a la exportación.
- Asistir al/a la Ministro/a en la investigación y desarrollo tecnológico en las distintas áreas de energía.
- Ejercer las atribuciones otorgadas a los órganos del Estado Nacional en la Ley N° 27.007.
- Dirigir la representación en las empresas del sector energético, donde la Secretaría posea participación accionaria y ejerza la tenencia accionaria.
- Coordinar la gestión de los/as directores/as que representan al Estado Nacional en aquellas empresas del sector energético con participación estatal en el ámbito de la Jurisdicción.
- Promover la aplicación de la política sectorial fomentando la explotación racional de los recursos naturales y la preservación del ambiente.
- Promover la utilización de nuevas fuentes de energía, la incorporación de oferta hidroeléctrica convencional y la investigación aplicada a estos campos.
- Asistir en la celebración de los acuerdos de cooperación e integración internacionales e interjurisdiccionales en materia energética en los que la Nación sea parte, y supervisar su ejecución.

- Entender en el diseño y la ejecución de la política de relevamiento, conservación, recuperación, defensa y desarrollo de los recursos naturales en el área de energía.
- Ejercer la representación de la Secretaría en el Consejo Federal de la Energía Eléctrica.
- Entender en la definición de la política nuclear, en todo lo relacionado con los usos pacíficos de la energía nuclear o fuentes radiactivas, el ciclo de combustibles, la gestión de residuos radiactivos, el desarrollo e investigación de la actividad nuclear, y en particular lo relacionado con la generación de energía nucleoelectrónica.
- Ejercer el control tutelar del ENRE, del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), de la Unidad Especial del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (UESTEE) y de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA).
- Propiciar y celebrar convenios con entidades públicas y privadas y participar en las negociaciones con organismos nacionales e internacionales en materia de energía.

A su vez, el Decreto N° 50/2019 (y sus modificatorias) estableció, dentro del ámbito de la Secretaría de Energía, que la Subsecretaría de Energía Eléctrica debería asistir a la Secretaría de Energía en el ejercicio de sus atribuciones como Autoridad de Aplicación del marco regulatorio eléctrico.

Allí también se fijaron los objetivos de la Subsecretaría de Planeamiento Energético, para que asista a la Secretaría de Energía en materia de planeamiento energético, entre otros objetivos, en el desarrollo del balance energético del país y de los escenarios y proyecciones de oferta y demanda como insumo para el planeamiento público y privado del uso de los recursos energéticos, y la ejecución y evaluación de los programas y proyectos con financiamiento público multilateral y/o con participación público-privada que se desarrollen en el ámbito de la Secretaría de Energía.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)

CAMMESA es una sociedad anónima sin fines de lucro, constituida mediante el Decreto N° 1192/92, con la finalidad de supervisar la administración del MEM y el despacho de la electricidad al Sistema Argentino de Interconexión ("SADI"). Su capital accionario está dividido entre el gobierno argentino (representado por la SE), y asociaciones representativas de empresas de generación, empresas de transporte, distribuidoras y grandes usuarios. En particular, está a cargo de:

- el despacho de electricidad al SADI, maximizando la seguridad y la calidad de la electricidad suministrada y minimizando los precios mayoristas en el Mercado Spot;
- planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación conforme reglas que fije periódicamente la SE;
- supervisar el funcionamiento del mercado a término y administrar el despacho técnico de electricidad conforme a los contratos que se celebren en ese mercado;
- ejercer las funciones encomendadas en relación con el sector eléctrico, incluida la facturación y el cobro de pagos por operaciones entre los agentes del MEM;
- comprar y/o vender electricidad a otros países celebrando las correspondientes operaciones de importación y exportación; y
- prestar servicios de consultoría y otros servicios relacionados con estas actividades.

Asimismo, de acuerdo con la Resolución N° 2022/2005, la SE definió las instrucciones y mandatos regulatorios que pueden ser impartidos a CAMMESA de acuerdo con la Ley de Energía Eléctrica.

CAMMESA es administrada por un directorio conformado por representantes de sus accionistas. El directorio de CAMMESA está compuesto por diez directores titulares y diez suplentes. Cada una de las asociaciones tiene derecho a designar a dos directores titulares y dos directores suplentes de CAMMESA. Los otros directores de CAMMESA son el titular de la SE, quien se desempeña como presidente del directorio, y un miembro independiente, que actúa como vicepresidente. Las decisiones adoptadas por el directorio requieren el voto favorable del presidente del directorio.

Los costos operativos de CAMMESA son financiados, entre otras fuentes, mediante aportes obligatorios de los agentes del MEM.

Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

El MEM es el mercado donde los generadores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios y otros participantes de la industria compran y venden energía eléctrica, ya sea en el Mercado Spot o a través de contratos de abastecimiento de largo plazo, a precios determinados por la oferta y la demanda.

El MEM se compone de:

- Un **mercado a término**, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores. El excedente de energía que no se vende en el mercado a término, es vendida en el Mercado Spot.

Cabe tener en cuenta que por medio de la Resolución N° 95/2013 (la "Resolución N° 95"), se estableció la suspensión de la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término, con excepción de aquellos contratos celebrados bajo ciertos regímenes especiales, y aquellos contratos que tuvieron un régimen de remuneración diferencial. Desde entonces, los grandes usuarios del MEM deben adquirir su demanda de energía eléctrica directamente a CAMMESA (salvo que se trate de contratos celebrados bajo determinados regímenes exceptuados -e.g. el régimen del Mercado a Término de Energías Renovables - MATER).

- Un **Mercado Spot**, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el costo marginal de corto plazo medido en el centro de carga del sistema (nodo mercado). Este sistema, en la práctica, sufrió importantes modificaciones reglamentarias desde el año 2002.

Las compras realizadas en el Mercado Spot varían según el carácter del comprador: los grandes usuarios, generadores y autogeneradores pagan el Precio Spot, mientras que los distribuidores pagan un precio estacional calculado por CAMMESA y aprobado por la SE.

Finalmente, los valores de remuneración por la generación de energía eléctrica en este mercado son fijados por el Poder Ejecutivo Nacional.

- Un **Fondo de Estabilización**, administrado por CAMMESA, que absorbe las diferencias entre las compras de los distribuidores a precios estacionales y los pagos a los generadores por venta de energía al precio spot, creado para estabilizar el precio que pagan los usuarios finales (ver apartado "*El precio estacional y el Fondo de Estabilización*").

Facultades regulatorias de las provincias

Las provincias pueden regular y, de hecho, regulan los sistemas eléctricos dentro de sus respectivos territorios y son las autoridades de aplicación a cargo de otorgar y controlar las concesiones de distribución de electricidad dentro de sus territorios. No obstante, si un participante del sector eléctrico provincial se conecta al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), también debe cumplir con reglamentaciones federales. En términos generales, las provincias adhieren a los lineamientos regulatorios federales y establecen instituciones similares. Por otra parte, es muy poco habitual que existan sistemas eléctricos provinciales aislados y la mayor parte de los actores provinciales se conectan al SADI y compran y venden electricidad en el MEM, el cual está comprendido dentro de las facultades regulatorias del Gobierno Nacional.

Estructura de la industria

La generación y el MEM

De conformidad con la Ley N° 24.065, la generación de energía eléctrica es calificada como una actividad de interés público afectada al servicio público de transmisión y distribución de electricidad, pero realizada en el marco de un mercado competitivo.

Dentro del MEM la actuación de un Generador es: (a) física, como responsable de la operación de la central de generación; y (b) comercial, como vendedor en el Mercado Spot (se excluye el Mercado a Término en virtud de la Resolución N° 95) de su capacidad de producción de energía y potencia, debiendo pagar las deudas que resulten en el MEM de esta comercialización, tales como los cargos de Transporte, y el cargo por Gastos del OED, y recibiendo los ingresos que resulten de esta comercialización.

Precio del despacho de electricidad y el Mercado Spot

(i) Diseño Original

De conformidad con el Marco Regulatorio, a los generadores se los debe remunerar en función de dos componentes: (i) un componente variable, basado en la energía eléctrica vendida en el mercado; y (ii) un componente fijo que apunta a remunerar al generador por cada MW de capacidad de sus unidades disponibles por hora en el MEM, con independencia del consumo de electricidad de dichas unidades. El valor del componente fijo dependía, entre otras cosas, del nodo a través del cual la unidad se conecta al SADI.

En el diseño original, la energía eléctrica se debe comercializar a precios que reflejaban la oferta y la demanda. CAMMESA debe despachar las unidades de energía disponibles de acuerdo con los costos variables de producción ofertados por los agentes generadores, ya sea en función del costo de combustible o del valor del agua declarado, despachándose en primer lugar las unidades más económicas. El precio del Mercado Spot debe ser determinado por CAMMESA en forma horaria en un lugar geográfico específico, llamado "nodo mercado" situado en el centro de cargas del sistema, situado en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires. El precio de la energía consiste en un valor denominado "precio marginal del sistema" o "precio de mercado", y debe representar al costo económico de generar el próximo MWh para abastecer un incremento de la demanda del mismo valor. El sistema de fijación de precios estacionales debe estar directamente relacionado con los promedios semestrales y/o trimestrales proyectados del Mercado Spot.

CAMMESA debe mantener bajos sus costos operativos y optimizar los precios. Conforme la regulación y los procedimientos legales previstos, CAMMESA debe aplicar los modelos de optimización de conformidad con la regulación vigente, utilizando las estimaciones climáticas, los niveles de los embalses, los pronósticos de precipitaciones de los próximos meses y la disposición de centrales nucleares y máquinas térmicas. Estos modelos de optimización apuntan a mantener el menor costo de operación posible y se aplican para satisfacer la demanda diaria de electricidad esperada.

A fin de abastecer la demanda de energía, CAMMESA debe organizar y coordinar el despacho de energía eléctrica de los generadores, priorizando las unidades de energía con menor costo variable de producción, seguido de las de mayor costo variable de producción, hasta que toda la demanda esté cubierta. Los generadores deben informar a CAMMESA los costos variables de producción de las centrales térmicas, que dependen de la disponibilidad de diferentes tipos de combustibles previstos por CAMMESA (por ejemplo, gas natural, fuel oil, y gasoil).

En tanto respecta a la demanda, CAMMESA debe calcular las curvas de consumo horario típicas e incorporar las limitaciones de transporte de red, los requerimientos de distribuidores, Grandes Usuarios y autogeneradores que compren en el MEM, y en la demanda de países interconectados importadores que sólo reciben energía eléctrica en caso de haber oferta excedente en Argentina.

Como resultado de este proceso, CAMMESA debe definir un precio de mercado óptimo que resulta de adicionar el costo variable de transporte desde el punto de conexión del generador hasta el nodo mercado al costo variable de producción aceptado.

El procedimiento descrito más arriba se debe utilizar para proyectar las necesidades futuras del SADI y del MEM. Sin embargo, muchas veces se producen desfases entre las proyecciones y las condiciones imperantes en el mercado, generándose diferencias entre las compras de energía de distribuidores a precios estacionales y los pagos a generadores por ventas de energía a precio spot.

(ii) El actual régimen remuneratorio de los Agentes Generadores.

A través de la Resolución N° 1/2019, la entonces Subsecretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (B.O. 01/03/2019), implementó nuevos esquemas transitorios de remuneración para la Generación Habilitada Térmica, la Generación Habilitada Hidráulica y diseñó una nueva metodología de remuneración para las Centrales Hidráulicas Binacionales Yacyretá y Salto Grande. La Resolución N° 1/2019 derogó el régimen establecido por la Resolución N° 19/2017 de la ex SEE y estableció que el nuevo esquema de disponibilidad garantizada de potencia entraría en vigencia a partir del 1 de marzo de 2019.

Mediante la Resolución N° 1/19 se definió a los "Generadores Habilitados" ("GH") como todos los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM, exceptuándose la generación de las centrales hidroeléctricas binacionales, la generación nuclear y a los agentes, Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores con potencia comprometida por contratos centralizados destinados al abastecimiento de la demanda del MEM.

También se definió el esquema de “Disponibilidad Garantizada Ofrecida” (“DIGO”) como la disponibilidad de potencia puesta a disposición por un Generador Habilitado Térmico (“GHT”) que se compromete por cada unidad de generación y para cada periodo de remuneración de DIGO. Esta disponibilidad se comprometerá considerando las condiciones de temperatura típicas de sitio y con su combustible base de despacho. Según la Resolución N° 1/2019, no es posible comprometerse en el esquema DIGO la potencia y energía ya comprometida en un contrato suscrito en el marco de un régimen diferencial.

La Resolución N° 1/19 estableció como períodos de requerimiento de DIGO los siguientes:

- (i) período verano: diciembre – enero – febrero;
- (ii) período invierno: junio – julio – agosto;
- (iii) periodo resto: marzo – abril – mayo y septiembre – octubre – noviembre.

Por otra parte, también se señaló que los GHT pueden declarar el compromiso de DIGO en los períodos que informe CAMMESA.

La Resolución N°1/19 fue modificada por la Resolución SE N° 31/20, publicada en el Boletín Oficial el 27 de febrero de 2020.

Mediante la Resolución N° 31/2020, la Secretaría de Energía modificó el régimen de remuneración de la generación de energía eléctrica no comprometida en cualquier tipo de contrato, a partir de las transacciones económicas correspondientes a febrero de 2020. Se pesificaron todos los precios (fijos en dólares desde la publicación de la Resolución N° 19/2017) y se estableció un mecanismo de ajuste mensual en función de la variación del IPC (60%) y el del IPIM (40%) -que fue primero suspendido a partir del 8 de abril de 2020 por intermedio de la Nota NO2020-24910606-APN-SE#MDP y finalmente derogado por la Resolución SE N° 440/2021-.

A su vez, la Resolución N° 31/2020 fue luego modificada por la Resolución SE N° 440/2021, la Resolución SE N° 238/2022, Resolución SE N° 826/2022, la Resolución SE N° 750/2023, la Resolución N° 869/2023 y la Resolución N° 9/2024. Esta última, publicada el 8 de febrero de 2024, actualizó las remuneraciones a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2024.

Contratos bajo Resolución N° 59/2023

El día 5 de febrero de 2023, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N.º 59/2023, la cual tiene como objetivo celebrar contratos de abastecimiento con CAMMESA para todos aquellos generadores categorizados como ‘ciclos combinados’ actualmente bajo el esquema de remuneración de la Resolución 826/2022. Estos contratos tienen como objetivo promover inversiones para la ejecución de mantenimientos programados y de esta manera mejorar la disponibilidad del MEM. Todos aquellos ciclos combinados que suscriban estos contratos deberán comprometer una disponibilidad del 85% de la potencia instalada total. El esquema de remuneración del contrato está compuesto por:

- Pago por potencia comprometida: Se aplicará una reducción del 35% en el precio de potencia DIGO de la Resolución 826/2022 los meses de verano e invierno y una reducción del 15% los meses de resto. Adicional a esta remuneración, se remunerará un adicional de 2000 USD/MW-mes atado a la disponibilidad de la central. Si la disponibilidad mensual de la central supera el 85%, el precio será de 2000 USD/MW-mes, si es menor a 50% será de 600 USD/MW-mes y las disponibilidades intermedias serán linealmente proporcionales.
- Pago por energía generada: Se fija un precio de remuneración para la energía generada de 3.5 USD/MWh para la energía generada con gas natural, 6.1 USD/MWh para la energía con Gas Oil o Fuel Oil y 8.7 USD/MWh para Biocombustibles.

Los conceptos de Energía Operada y Remuneración de Horas de Punta se continuarán remunerando, bajo el mismo esquema de la Resolución 826/2022 o cualquiera que la sucediera.

Detalle de la remuneración de la Generación térmica

En cuanto al régimen de remuneración de la generación habilitada térmica, se dispuso que la misma se componga de un pago por potencia disponible mensual, otro por energía generada y energía operada, y otro por energía generada en horas de punta. La remuneración de la disponibilidad de potencia está asociada a un

precio por potencia garantizada según cumplimiento de una potencia garantizada ofrecida (“PGO”). En el caso de la remuneración de potencia se afecta según el factor de uso del equipamiento de generación. La remuneración por energía se define por la suma de dos componentes: uno en relación a la energía generada, otro vinculado a la energía operada (asociada a la potencia rotante en cada hora), y otro por la energía efectivamente generada en las 5 horas de pico (18hs a 23hs) de cada día del mes.

El volumen horario de la energía operada deberá corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas. La remuneración por energía del generador se define en su nodo.

En cuanto al precio de la base de potencia (“PrecBasePot”), se la definió para remunerar la potencia a los valores consignados para cada tecnología y escala de la tabla siguiente a partir de la transacción económica de febrero de 2024:

Tecnología/Escala	PrecBasePot [\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	1.073.619
CC chico P ≤ 150MW	1.196.815
TV grande P >100 MW	1.531.224
TV chica P ≤ 100MW	1.830.424
TG grande P >50 MW	1.249.621
TG chica P ≤ 50MW	1.619.221
Motores Combustión Interna > 42MW	1.830.424

La remuneración resultante será el valor base por disponibilidad de potencia a aplicar para aquellos generadores que no declaren DIGO.

También se fijaron los valores para la remuneración de la PGO para cada mes definido anteriormente (Periodos de Requerimiento de DIGO), para el conjunto de los GH se reconocerá un precio potencia garantizada DIGO (“PrecPotDIGO”) para la remuneración de la PGO a partir de la transacción económica de noviembre de 2023 como:

Período	PrecPotDIGO [\$/MW-mes]
Verano: diciembre – enero – febrero	3.840.051
Invierno: junio – julio – agosto	3.840.051
Resto: marzo – abril – mayo y septiembre – octubre – noviembre	2.880.038

En el caso de la remuneración por disponibilidad de potencia, se detallaron los siguientes criterios:

(a) remuneración real de potencia (DRP); la DRP es la disponibilidad media mensual correspondiente al mes “m” de cada máquina generadora “g” que no se encuentre bajo mantenimientos programados y acordados y que se calculará para los GHT tomando los valores horarios registrados en el mes. La aplicación en los cálculos para el mes “m” se realiza tomando los valores registrados en el mes.

(b) La remuneración mensual de potencia de un Generador Habilitado Térmico será proporcional a la disponibilidad mensual y a un precio que variará estacionalmente. El valor físico a utilizar es la potencia media mensual, descontando las horas correspondientes a los Mantenimientos Programados y Acordados. Las indisponibilidades de potencia a considerar en la determinación de la potencia media disponible serán las que sean de responsabilidad propia de la gestión del Agente Generador.

La indisponibilidad de la DIGO de una unidad generadora, derivada de cualquier falla propia o por imposibilidad de consumir el combustible asignado en el despacho económico, que origine su indisponibilidad para el despacho económico, es responsabilidad del Generador Habilitado Térmico y será tratada como una indisponibilidad forzada.

(c) remuneración de la potencia de disponibilidad para los generadores que no declaren DIGO; la remuneración se configura con la DRP del mes valorizada al PrecBasePot [\$/MW-mes]. La disponibilidad se determina descontando la potencia indisponible forzada y por mantenimientos programados o acordados.

$$\text{REM BASE [$/mes]} = \text{PrecBasePot} * \text{DRP [MW]} * \text{kFM}$$

Siendo:

$$\text{kFM} = \text{horas del mes fuera mantenimiento acordado/horas del mes.}$$

(d) remuneración de la potencia garantizada ofrecida para los generadores que si declaran DIGO;

La remuneración de la PGO es una remuneración de potencia disponible (con tope como magnitud física a computar en la DIGO) que se valoriza como el precio PrecPotDIGO [\$/MW-mes] de acuerdo a lo establecido a continuación.

$$\text{REM DIGO [$/mes]} = \text{PrecPotDIGO} * \text{DRP [MW]} * \text{kFM}$$

Siendo:

$$\text{kFM} = \text{horas del mes fuera mantenimiento acordado/horas del mes.}$$

e) Remuneración total de la disponibilidad de potencia para Generadores que no declaren DIGO: la remuneración total de la disponibilidad de la potencia se calculará, para los generadores que no declaren DIGO, exclusivamente por lo indicado en el punto (c).

$$\text{REM TOT ($/mes)} = \text{REM BASE}$$

f) Remuneración total de la disponibilidad de potencia para GHT correspondientes a Motores Combustión Interna $\leq 42\text{MW}$ que no declaren DIGO: la remuneración total de la disponibilidad de la potencia se calculará, para los generadores que no declaren DIGO, exclusivamente por lo indicado en el punto (c).

$$\text{REM TOT ($/mes)} = \text{REM BASE}$$

g) Remuneración Total de la Disponibilidad de Potencia para GHT que si declaren DIGO: la remuneración total de la disponibilidad de la potencia para los generadores que declaren DIGO se configura como la suma de las remuneraciones resultantes de los numerales, según corresponda, (d). ítem a), (d). ítem b) definidos anteriormente.

$$\text{REM TOT ($/mes)} = \text{REM DIGO}$$

h) Remuneración Total de la Disponibilidad de Potencia para GHT correspondientes a Motores Combustión Interna $\leq 42\text{MW}$ que si declaren DIGO: la remuneración total de la disponibilidad de la potencia para los generadores que declaren DIGO se configura como la suma de las remuneraciones resultantes de los numerales, según corresponda, (d). ítem a), (d). ítem b) definidos anteriormente.

$$\text{REM TOT ($/mes)} = \text{REM DIGO}$$

Para la generación de origen térmico convencional, se reconocerá como máximo, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora "g", los costos variables no combustibles [CostoOYMxComb] indicados en la siguiente tabla por la energía entregada en cada hora:

A partir de la transacción económica de febrero 2024:

Tecnología/Escala	[CostoOYMxComb]		
	Gas Natural	FuelOil /	BioComb. Carbón

		GasOil		Mineral
	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]
CC grande P > 150 MW	2.562	4.483	6.401	0
CC chico P ≤ 150MW	2.562	4.483	6.401	0
TV grande P >100 MW	2.562	4.483	6.401	0
TV chica P ≤ 100MW	2.562	4.483	6.401	7.681
TG grande P >50 MW	2.562	4.483	6.401	7.681
TG chica P ≤ 50MW	2.562	4.483	6.401	0
Motores Combustión Interna	2.562	4.483	6.401	0

En las horas donde la unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo por razones operativas no atribuibles a generación forzada por requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad, se reconocerá como remuneración por energía generada considerando a esta igual al 60% de la potencia neta instalada, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación.

A partir de la transacción económica de febrero 2024, los generadores recibirán una remuneración mensual por la Energía Operada, representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 892 \$/MWh para cualquier tipo de combustible.

El volumen horario de la Energía Operada deberá corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas.

Cuando la unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo por razones operativas no atribuibles a generación forzada por requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad, se reconocerá como remuneración por energía operada considerando a esta igual al 60% de la potencia neta instalada, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación, más la potencia rotante calculada como la diferencia entre la potencia neta instalada disponible y la energía generada.

Para la remuneración de origen térmico se reconocerá una remuneración equivalente a 2 veces el valor correspondiente al precio vigente por costo variable no combustible [CostoOYMxComb] para el tipo de combustible despachado a ser aplicado en las cinco horas de pico (18.00 hs a 23.00 hs) de todos los días de los meses de diciembre, enero, febrero, junio, julio y agosto y a 1 vez el valor correspondiente al precio vigente por costo variable no combustible [CostoOYMxComb] para el tipo de combustible despachado a ser aplicado en las cinco horas de pico (18.00 hs a 23.00 hs) de todos los días de los meses de marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre.

(iv) El precio estacional y el Fondo de Estabilización

El artículo 36 de la Ley 24.065 establece que en el Mercado Spot del MEM, se diferencian dos precios: (a) uno "horario", que perciben los vendedores y paga parte de la demanda: los usuarios que optan por abastecerse en el MEM; y (b) otro "estacional", que pagan los distribuidores, estabilizado semestralmente con ajustes trimestrales en función del precio horario esperado para el siguiente período y los recursos existentes en el Fondo de Estabilización, los que deben ser suficientes para absorber en el período correspondiente los apartamientos entre ambos precios Spot.

Mediante la Resolución N° 405/2022 (BO 27/05/2022), la Secretaría de Energía establece los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM y MEMSTDF a partir del 1° de junio de 2022 para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, la aplicación de El PEE junto con el POTREF y el Precio Estabilizado del Transporte (PET) son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios de los Agentes Distribuidores y otros Prestadores del Servicio Público de Distribución que lo requieran.

Mediante la Resolución N° 719/2022 (BO 28/10/2022), la Secretaría de Energía aprobó la Programación Estacional de Verano Definitiva para el MEM y para el MEMSTDF, elevada por CAMMESA correspondiente al período comprendido entre el 1° de noviembre de 2022 y el 30 de abril de 2023, calculada según Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Asimismo, se establecieron los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en

el MEM aplicables durante el período comprendido entre el 1° de noviembre de 2022 y el 30 de abril de 2022, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, la aplicación de El PEE junto con el POTREF y el Precio Estabilizado del Transporte (PET) son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios de los Agentes Distribuidores y otros Prestadores del Servicio Público de Distribución que lo requieran, de conformidad con lo establecido en la Resolución N° 137/92.

El 3 de noviembre de 2022 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 742/2022 de la Secretaría de Energía, que estableció la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y del Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM definidos por la Resolución N° 719/2022 (y las sucesivas que en un futuro la reemplacen), para el segmento del “Nivel 2 – Menores Ingresos”.

En el año 2023, la fijación de precios estacionales se realizó mediante las Resoluciones N° 54/2023 de la SE (Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 2023), N° 323/2023 (Programación Estacional de Invierno para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1° de mayo y el 31 de octubre de 2023), N° 612/2023 (Reprogramación Trimestral de Invierno para el MEM y MEMSTDF correspondiente al período comprendido entre el 1 de agosto y el 31 de octubre de 2023), y N° 884/2023 (Programación Estacional de Verano Definitiva para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de noviembre de 2023 y el 30 de abril de 2024), modificada por la Resolución SE N° 907/2023. Conforme surge de lo establecido en el punto 5.7 del Capítulo 5 de los Procedimientos, las diferencias que surjan entre los montos a abonar por los deudores, considerando que una parte de ellos, los distribuidores, lo hace en función de un sistema de precios estacionales, y los montos a cobrar por los acreedores, producto de transacciones realizadas a precios spot, serán absorbidos por un sistema de estabilización de precios basado en la existencia de un fondo de depósito transitorio denominado “Fondo de Estabilización”.

En el Fondo de Estabilización se depositan los montos que se produzcan aquellos meses en los cuales los resultados derivados de aplicar el sistema de precios estacionales arrojen un saldo positivo respecto de los del Mercado Spot. A su vez, aquellos meses en los cuales los resultados se den a la inversa, este fondo proveerá los recursos financieros necesarios para completar el monto acreedor de los vendedores.

Resulta importante advertir que la disponibilidad de recursos en el Fondo de Estabilización es tomada en cuenta al momento de sancionar el Precio de Mercado para el trimestre en cuestión para evitar excesos o faltantes en dicho Fondo, y que la existencia de recursos en el Fondo de Estabilización permite evitar incrementos estacionales. Por el contrario, a menor existencia de dinero en el Fondo de Estabilización, existe menor probabilidad de sancionar precios bajos dentro de los valores resultantes para los distintos escenarios previsibles y viceversa.

Como consecuencia de las medidas adoptadas con posterioridad a la sanción de la Ley 25.561 los generadores de electricidad no pudieron trasladar a los usuarios finales los incrementos en los precios de los costos y especialmente del suministro de gas natural. Es decir, los montos pagados por usuarios finales no cubrieron los costos de la generación de electricidad.

Con motivo del déficit de fondos necesarios para hacer frente a todos los pagos debidos a los agentes del MEM, se emitió la Resolución de la Secretaría de Energía N° 406/03 que dispuso el siguiente orden de prioridad a aplicar para saldar deudas a favor de los acreedores del MEM en caso de no existir recursos suficientes (artículo 4): (a) las sumas que le correspondan como créditos pendientes de pago al fondo unificado creado en virtud del Artículo 37 de la Ley N° 24.065; (b) los ingresos mensuales asignables a los fondos y cuentas del MEM; (c) el importe necesario para pagar los créditos pendientes a favor de los agentes del MEM una vez abonados los conceptos remunerativos establecidos en los incisos (d), (e) y (f); (d) los conceptos relacionados con el pago de la remuneración de la potencia y los servicios prestados al MEM; (e) los montos correspondientes a: (i) la energía producida y entregada en el mercado "spot" horario valorizada a su costo operativo por los costos variables de producción declarados y aprobados para la generación térmica más la totalidad de los cargos de transporte correspondientes; (ii) La energía producida y entregada en el mercado "spot" horario por las centrales hidroeléctricas, valorizada al costo medio representativo de operación y mantenimiento de una central hidroeléctrica establecido en el anexo 26 de los Procedimientos más la totalidad de los cargos de transporte correspondientes: Ps. 2 /MW /hora; (iii) la remuneración correspondiente a los transportistas de energía

eléctrica; (iv) los prestadores adicionales de la función técnica de transporte no distribuidores que tienen acreencias en el MEM por las operaciones de los Grandes Usuarios del mercado; y (f) los compromisos asumidos en relación con los anexos II, III, IV de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 01/03. Con el fin de superar estos problemas y teniendo en cuenta los pronósticos sobre el aumento futuro de la demanda, el Poder Ejecutivo Nacional ha puesto en marcha distintos programas y políticas de fomento a la disponibilidad de nueva capacidad de generación. Por ejemplo, los programas “Energía Plus” y “Energía Distribuida” fueron adoptados para fomentar la inversión privada en nuevas instalaciones de generación, permitiendo a sus propietarios vender la energía producida a precios suficientes para cubrir el costo de los proyectos más una rentabilidad razonable. El propósito de estas medidas no es solo el de superar la actual situación de escasez energética sino también el de agregar capacidad instalada para acompañar el crecimiento sostenido de la demanda que se prevén para el corto y mediano plazo.

En respuesta a los créditos que no le fueron pagados a los generadores eléctricos y que no reconocían fecha efectiva de pago la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 712/2004 y creó el "Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista" (en adelante el FONINMEM). El FONINMEM está administrado por CAMMESA y tiene por objeto recaudar fondos a invertir en proyectos de generación de energía. Para aportar capital para el FONINMEM, la ex Secretaría de Energía Eléctrica invitó a todos los participantes del MEM que tenían Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir de enero de 2004 a diciembre de 2006 a contribuir estos créditos al FONINMEM. El FONINMEM les reembolsa a los aportantes privados el importe de los créditos aportados por cada uno de ellos en 120 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, a partir de la fecha de habilitación comercial de las plantas, convertidos a dólares estadounidenses, al tipo de cambio vigente a la fecha del acuerdo aplicable, más intereses a la tasa de interés pautada en el acuerdo aplicable a cada proyecto. De acuerdo con los contratos para cada proyecto, una vez transcurridos los 10 primeros años de operaciones, los respectivos fideicomisos transferirán la propiedad de las plantas de Ciclo Combinado a las sociedades operativas, y estas últimas comenzarán a recibir ingresos por la venta de la energía eléctrica generada por las plantas. En esa oportunidad, las participaciones de los generadores privados en el capital de dichas sociedades operativas se reestructurarán, en función de las contribuciones efectuadas por cada parte.

En la fase inicial del FONINMEM, los generadores fueron autorizados a participar en la construcción de dos nuevas plantas de Ciclo Combinado de generación térmica de 800 MW (Central Termoeléctrica Manuel Belgrano y Central Termoeléctrica Timbúes).

Luego, en 2010, se celebró un acuerdo con los generadores del MEM a los efectos de fomentar el desarrollo de nueva capacidad de generación de electricidad para satisfacer la creciente demanda de energía y capacidad y también para facilitar la liquidación de los créditos que los generadores tenían con CAMMESA por las ventas de electricidad. En el marco de dicho acuerdo, Central Puerto y los grupos Endesa y Duke presentaron un proyecto para la construcción de Central Vuelta de Obligado, en Timbúes, Provincia de Santa Fe, y, a su vez, el Grupo AES presentó un proyecto para la construcción de la Central Guillermo Brown, en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires.

Mediante la Resolución N° 40/2021, la Secretaría de Energía estableció el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones para las deudas mantenidas con CAMMESA y/o con el MEM de las Distribuidoras de Energía Eléctrica agentes del MEM acumuladas al 30 de septiembre de 2020 y el Régimen Especial de Créditos para aquellas Distribuidoras de Energía Eléctrica que siendo agentes del MEM no registren deuda con CAMMESA y/o con el MEM o sean consideradas dentro de valores razonables.

Cabe mencionar que mediante el Decreto N° 88/2022 se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2022 la instrumentación de ambos regímenes. Con fecha 7 de febrero de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 56/2023, que reglamenta un nuevo régimen de regularización de deudas conforme lo establece el Artículo 89 de la Ley 27.701, estableciendo criterios y condiciones específicas al respecto

A través de la Resolución N° 371/2021 (BO 30/04/2021), la Secretaría de Energía estableció la aplicación del “Régimen Especial de Regularizaciones de Obligaciones” en los acuerdos a los que adherirán los Agentes Distribuidores del MEM conforme los siguientes criterios: 1) se podrá reconocer hasta un monto máximo equivalente a una factura media mensual del Agente Distribuidor del MEM en 2020, por el mantenimiento de tarifas establecido en la Ley 27.541; 2) se determinará un reconocimiento equivalente a un valor máximo de dos (2) facturas medias mensuales del Agente Distribuidor del MEM en 2020, a las políticas implementadas en beneficio de la demanda durante la vigencia del Decreto N° 311 de fecha 24 de marzo de 2020 por el período

comprendido entre el 1° de marzo de 2020 al 31 de diciembre de 2020 y 3) se determinara un monto máximo a ser reconocido equivalente a una (1) factura media mensual del Agente Distribuidor del MEM en 2020 para el Plan de Inversiones presentado en el Régimen de la Resolución 371/21.

El día 16 de junio de 2022 se publicó el Decreto N° 332/2022 (BO 16/06/2022), donde se establece a partir de junio 2022 un régimen de segmentación de subsidios a usuarios residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por red, con el objetivo de lograr valores de la energía razonable. El régimen de segmentación está compuesto por tres niveles: nivel 1 – mayores ingresos, nivel 2 – menores ingresos y nivel 3 – ingresos medios.

Programa de Energía Renovable: Leyes N° 26.190 y N°27.191

En los últimos años la República Argentina ha priorizado la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. En ese sentido, no sólo se ha dictado normativa tendiente a regular e incorporar este tipo de energías al MEM, sino que también le ha dado impulso otorgando incentivos a través de beneficios fiscales y tarifas preferenciales o subsidiadas.

Para promover las energías renovables, en diciembre de 2006 se sancionó la Ley N° 26.190, que aprobó el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía (el “Régimen Promocional”). Las fuentes de energía renovables contempladas en este régimen son las eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica (centrales hidroeléctricas hasta 30MW), biomasa, y gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás (con excepción de los usos previstos en la Ley N°26.093 de Biocombustibles). El objetivo de la Ley N° 26.190 es aumentar la proporción de energía proveniente de fuentes renovables al 8,00% del consumo de energía eléctrica nacional dentro de un plazo de 10 años desde su puesta en marcha. La Ley N° 26.190 estableció también un régimen de inversiones para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables que regirá por 10 años. El régimen establecido por la Ley N° 26.190 está excluido del régimen general de remuneración regulado por la Resolución SE N° 95/13 (tal como se describirá más adelante).

Los beneficiarios de este régimen pueden ser las personas humanas y/o jurídicas que sean titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables en Argentina, aprobados por la Autoridad de Aplicación. La energía debe estar destinada al MEM o a la prestación de servicios públicos.

El 23 de septiembre de 2015, la Ley N° 26.190 se modificó por la Ley N° 27.191. Las modificaciones introducidas apuntan a establecer el marco legal para incrementar las inversiones en energías renovables y promover la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, incrementando el grado de participación de las fuentes renovables. Para tales efectos, entre otras cuestiones, la normativa:

- Fija metas de consumo de energías renovables para todos los consumidores de electricidad de Argentina, en términos del porcentaje mínimo de electricidad generada a partir de energías renovables que están obligados a consumir al 31 de diciembre de los siguientes años: 8,00% para 2017, 12,00% para 2019, 16,00% para 2021, 18,00% para 2023, y 20,00% para 2025.
- Modifica y expande los beneficios fiscales para proyectos elegibles.
- Crea el FODER, que se constituirá como un fideicomiso en el que el Estado Nacional actuará como fiduciante y fideicomisario, el BICE será el fiduciario y los titulares de proyectos de inversión aprobados serán los beneficiarios. El fondo deberá aplicar los bienes fideicomitados al otorgamiento de préstamos, a la realización de aportes de capital, la adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos elegibles de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
- Establece obligaciones para los Grandes Usuarios y grandes demandas: los que sean clientes de los prestadores del servicio público de distribución o de los agentes distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a 300 KW deberán cumplir metas graduales, o bien comprar dicha electricidad a los generadores (directamente o través de distribuidores o agentes de energía eléctrica, o bien a través de CAMMESA, el operador del mercado mayorista), a un precio que no podrá exceder un promedio de US\$113/MWh hasta el 30 de marzo de 2018 y, de allí en adelante, al precio que determine la Autoridad de Aplicación. La opción de cumplir las metas de consumo a través de CAMMESA o bien de manera

individual se puede ejercer periódicamente, siguiendo al efecto el procedimiento que se describe más adelante.

Conforme al Decreto 531/2016 (modificado por Decretos N° 471/2017 N° 962/2017 y N° 476/2019), el Gobierno Nacional estableció los lineamientos y principios generales para el desarrollo de proyectos de energía, delegando los procedimientos para el cumplimiento de las metas, licitaciones o subastas de energía para la implementación del FODER, en la ex Secretaría de Gobierno de Energía (“SGE”). Los aspectos más importantes de la reglamentación se detallan a continuación:

El 7 de julio de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 517/2023, que aprobó el “Plan Nacional de Transición Energética al 2030”. Para elaborar el Plan, se asumieron una serie de supuestos y condiciones de aquí al 2030: crecimiento del producto bruto interno del 2% anual de largo plazo; incremento de la demanda eléctrica del 1,5% interanual, y de gas natural, en alrededor del 1,1%; crecimiento de la demanda de combustibles del 2,3% interanual; crecimiento de la producción de gas natural para consumo local entre 2,4% y 3%, y de la producción de petróleo, entre 3,4% y 6%; reducción de la participación de generación térmica del 59% al 35% (no obstante, contempla 3000 MW de la futura licitación próxima a ser convocada). El Plan propone una serie de metas cuantitativas (por ejemplo, no exceder la emisión neta de 349 millones de tCO₂ para toda la economía; reducir al menos un 8% de la demanda energética; superar el 50% de renovables en la generación eléctrica; ampliar la red de transmisión eléctrica de alta tensión; etc.) y metas cualitativas (crear condiciones propicias para el desarrollo local de la cadena de valor de tecnologías de energía limpia; crear nuevos puestos de trabajo locales y sostenibles en el sector; reducir la pobreza energética; facilitar una transición energética justa).

El Plan considera nueve líneas estratégicas y un eje transversal de gobernanza institucional se desarrollarán medidas para descarbonizar el sistema energético argentino y aumentar la resiliencia climática de manera justa, inclusiva y sostenible. Las nueve líneas estratégicas son: eficiencia energética, energía limpia en emisiones de gases de efecto invernadero, gasificación, desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales, resiliencia del sistema energético, federalización del desarrollo energético, desarrollo del hidrógeno bajo en emisiones, movilidad sostenible y transición justa e inclusiva. Para el cumplimiento de estas metas, el Plan estima que se requerirá una inversión relevante por un total aproximado de 86.642 millones de dólares por parte del sector privado y/o público.

El 7 de julio de 2023 también se publicó la Resolución N° 518/2023, que aprobó los “Lineamientos y Escenarios para la Transición Energética a 2050”. Estos lineamientos consideran tres escenarios denominados “base”, “optimista” y “ambicioso”. Los tres escenarios comparten una evolución similar hasta el año 2030 y, desde allí, se diferencian. El documento propone 10 lineamientos estratégicos para una política energética sostenible para la transición a 2050: gobernanza institucional, eficiencia energética, energía baja en emisiones de GEI, gasificación, desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales, resiliencia del sistema energético, federalización del desarrollo energético, desarrollo de hidrógeno bajo en emisiones, movilidad sostenible y transición justa e inclusiva. El 20 de diciembre de 2023, mediante Decreto de Necesidad y Urgencia N° 70/2023, el Poder Ejecutivo Nacional derogó los arts. 16 al 37 de la Ley N° 27.424, en donde se creó el FODER, los beneficios promocionales y el Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida.

(i) *Beneficios fiscales otorgados por la Ley N° 26.190*

El Régimen Promocional anterior contemplaba los siguientes beneficios impositivos, a saber:

- *Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (“IVA”) de los bienes nuevos amortizables u obras de infraestructura del proyecto.* El IVA facturado a los beneficiarios por la compra, elaboración, fabricación o importación definitiva de bienes de capital o la realización de obras de infraestructura, le será acreditado contra otros impuestos a cargo de la AFIP luego de transcurridos, como mínimo, 3 períodos fiscales contados desde aquél en el que se hayan realizado las inversiones o, en su defecto, le será devuelto en el plazo estipulado en la aprobación del proyecto, en las condiciones y con las garantías que al respecto se establezcan.
- *Amortización acelerada de los bienes a efectos del Impuesto a las Ganancias (“IG”):* los beneficiarios podrán practicar amortizaciones por las inversiones correspondientes a los proyectos efectuadas con posterioridad a su aprobación y conforme a los plazos que allí se establezcan. Estas amortizaciones están sujetas a un tratamiento diferenciado según el momento en que se hayan realizado: dentro de los primeros, segundos o terceros 12 meses posteriores a la aprobación del proyecto. Esta alternativa

está sujeta a la condición de que los bienes permanezcan en el patrimonio del titular del proyecto durante por lo menos tres años.

- *No inclusión en la base imponible del impuesto a la ganancia mínima presunta ("IGMP") establecido por la Ley 25.063* de los bienes afectados a los proyectos iniciados bajo el régimen de la ley de energía renovable. Este beneficio comprende los tres años fiscales anteriores a la finalización del proyecto correspondiente. Los bienes deben estar afectados al proyecto relevante y tuvieron que haber sido adquiridos por la compañía luego de la aprobación del proyecto.

(iii) Beneficios fiscales bajo el régimen de la Ley 27.191.

La Ley de Energías Renovables junto con el Decreto N° 531/2016, sus modificatorias, y las resoluciones del ex MEyM, establecen el Régimen de Fomento de Energías Renovables destinado a incentivar el uso de fuentes de energía renovables para la producción de energía eléctrica, por el cual se prevén los siguientes beneficios fiscales:

- Devolución anticipada del IVA y amortización acelerada en el IG, pudiendo accederse a ambos beneficios en forma simultánea, con reducción de la extensión de los beneficios en función del momento en que ocurra el principio efectivo de ejecución del proyecto;
- Extensión a diez años del período de traslado de quebrantos a ejercicios futuros. Los traslados de quebrantos originados en la actividad promovida sólo podrán compensarse con utilidades netas resultantes de la misma actividad;
- Exclusión de los bienes afectados a la actividad promovida de la base imponible del IGMP, hasta el octavo ejercicio inclusive desde el principio efectivo de ejecución de las obras del proyecto. Cabe destacar que este tributo quedó sin efecto a partir de los ejercicios fiscales que comenzaron después del 1 de enero 2019, en los términos de la Ley N° 27.260;
- Exención del impuesto de retención del 10% sobre dividendos distribuidos por las sociedades titulares de los proyectos de inversión beneficiarios del régimen, en la medida en que esos dividendos se reinviertan en nuevos proyectos de infraestructura dentro del país. Este impuesto de retención se eliminó en los términos de la Ley N° 27.260. La exención no resultaría procedente respecto del impuesto aplicable sobre la ganancia neta derivada de dividendos y utilidades distribuidas por entidades argentinas a personas humanas, sucesiones indivisas y beneficiarios del exterior, establecido mediante la sanción de la ley N° 27.430 y modificatorias, actualmente sujetos a una retención del 7% del IG sobre el monto de dichos dividendos.
- Certificado de crédito fiscal que podrá ser utilizado para la cancelación de obligaciones fiscales emergentes de impuestos nacionales, por el equivalente a un determinado porcentaje del componente nacional de las instalaciones electromecánicas (excluyendo obras civiles), en la medida en que el mencionado componente nacional alcance un determinado porcentaje. El certificado de crédito fiscal podrá ser cedido a terceros una sola vez. Esta cesión por única vez del certificado de crédito fiscal estará supeditada a la inexistencia de una deuda liquidada y exigible con el fisco.
- Posibilidad de negociar libremente y solicitar un incremento de la tarifa de la energía renovable para reflejar los costos adicionales derivados impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de CABA producidos con posterioridad a la celebración del contrato de abastecimiento de energía renovable. En el caso de contratos celebrados con CAMMESA, la solicitud deberá estar acompañada de la documentación correspondiente que acredite el incremento de costos. CAMMESA evaluará esta solicitud. El Decreto N° 531/2016, en su Capítulo V, detalla que abarca y qué excluye el concepto de "incremento fiscal".

Se entenderá como incrementos fiscales cubiertos a los que resulten de:

- a) incrementos de impuestos, tasas, contribuciones o cargos generales o no específicos o no exclusivos de la actividad existentes, por (i) ampliación de la base imponible, (ii) modificación de exenciones y/o desgravaciones y/o (iii) incremento de las alícuotas aplicables;
- b) creación de nuevos impuestos, tasas, contribuciones o cargos generales o no específicos o no exclusivos de la actividad.

Queda excluido de lo dispuesto en la norma:

- a) la eliminación de la exención de los derechos aduaneros, como consecuencia del vencimiento del plazo de vigencia del beneficio (31 de diciembre de 2017);
- b) la creación de tributos específicos, cánones o regalías por parte de aquellas jurisdicciones que se hubiesen adherido al régimen luego del vencimiento del plazo válido para la exención

de esos tributos (31 de diciembre de 2025). Esta exención no incluye los posibles cánones a pagar por el uso de terrenos fiscales donde se puedan emplazar los proyectos;
c) la creación de tributos específicos, cánones o regalías, en cualquier momento, por parte de jurisdicciones que no se hubiesen adherido al régimen.

- La solicitud de reconocimiento del nuevo precio por aumento de impuestos, junto con la acreditación de la información y documentación, está sujeta a un plazo de caducidad automática.
- Exención del pago de derechos a la importación y de todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo o tasa de estadística, con exclusión de las demás tasas retributivas de servicios respecto de la introducción de bienes de capital, equipos o partes o elementos componentes de dichos bienes (nuevos en todos los casos) y de los insumos determinados por la Autoridad de Aplicación que fueren necesarios para la ejecución del proyecto de inversión (y demás infraestructura). Este beneficio tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017.
- Exención en tributos específicos, canon o regalías, sean nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, establecidas sobre el acceso y la utilización de las fuentes renovables de energía hasta el 31 de diciembre de 2025 (dentro de las jurisdicciones participantes), excluyendo la percepción de canon o contraprestación equivalente por el uso de tierras fiscales en las que se instalen los emprendimientos.

Los interesados en adherirse al Régimen de Promoción de Energías Renovables deberán renunciar a los beneficios previstos en regímenes anteriores en el marco de las Leyes N° 25.019 y 26.360, mientras que los proyectos que se han beneficiado de dichos regímenes solo podrán acceder al Régimen de Promoción de Energías Renovables si las obras convenidas en virtud de los contratos relevantes no hubiesen comenzado a la fecha de presentación de la solicitud.

Adhesiones al régimen de la Ley N° 26.190 modificada por la Ley N° 27.191

Las siguientes jurisdicciones en las que la Sociedad realiza generación eólica y solar adhieren al régimen de Energía Renovable:

La Provincia de Chubut sancionó la Ley XVII N° 134 en virtud de la cual adhirió a la Ley Nacional N° 27.191 para incentivar el desarrollo de proyectos de fuentes de energía renovables para la producción de electricidad en su provincia;

La Provincia de San Juan sancionó la Ley 1443-A en virtud de la cual adhirió a todos los beneficios otorgados por la Ley nacional N° 27.191 y el Decreto 531/2016 para incentivar el desarrollo de proyectos de fuentes de energía renovables para la producción de electricidad en su provincia. Adicionalmente a ello, la mencionada provincia sancionó la Ley 1705-A por medio de la cual se declaró de interés provincial la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables y consecuentemente se han previsto ciertos beneficios impositivos referidos al Impuesto de Sellos ("IS"), Impuesto Sobre los Ingresos Brutos ("ISIB"), entre otros.

La Provincia de Buenos Aires sancionó la Ley N° 14.838, en virtud de la cual adhirió a todos los beneficios otorgados por la Ley nacional N° 27.191 y el Decreto N° 531/2016, y estableció las siguientes exenciones durante un plazo de 15 años para los siguientes impuestos:

- (i) Impuestos Inmobiliarios: la exención cubre los inmuebles o parte de los mismos afectados a la instalación de centrales de generación de energía obtenida a partir de fuentes renovables;
- (ii) IS para actos o contratos específicos relacionados con la actividad de generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables; y
- (iii) ISIB para la actividad de generación de electricidad mediante la utilización de fuentes renovables.

(v) Régimen de Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovables: Res. Ex MEyM N° 281-E2017

El 22 de agosto de 2017, el ex MEyM publicó la Resolución N° 281-E/17 aprobó el "Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable" (también conocido como "MATER"). La Resolución N° 281/2017 fue modificada por la Resolución ex SGE N° 230/2019, las Resoluciones SE N° 551/2021, 14/2022, 360/2023 y la Resolución N° 370/2022 del Ministerio de Economía.

El objeto de la norma es incentivar una participación dinámica en el mercado a término y fomentar el aumento de los contratos privados entre los agentes y participantes del MEM. Su objeto es proporcionar una alternativa viable para la compra de energía a las licitaciones de CAMMESA.

El MATER permite a los Grandes Usuarios cumplir con sus cuotas de consumo en energía eléctrica de fuente renovable a través de (i) el sistema de compra conjunta (es decir, a través de CAMMESA), (ii) la suscripción de los Contratos de Abastecimiento de Energía -PPA- privados, o (iii) el desarrollo de un proyecto de autogeneración o un proyecto de cogeneración.

Como principio general, los PPA suscriptos en el mercado a término (fuera del sistema de compra conjunta) podrán negociarse libremente entre las partes con respecto al plazo, las prioridades, los precios y otras condiciones contractuales. El Artículo 7 de la Resolución N° 281 establece que mientras esté operativa la restricción del transporte, las siguientes centrales de generación de energía eléctrica tendrán (i) la misma prioridad de despacho entre sí y (ii) primera prioridad de despacho en relación con proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable que operen en el mercado a término sin prioridad de despacho asignada:

- centrales hidroeléctricas de pasada y centrales que generen a partir de fuentes de energía renovable que hubieren entrado en operación comercial con anterioridad al 1° de enero de 2017;
- centrales que suministren su energía en el marco de los PPA celebrados en los términos establecidos en las Resoluciones N° 712/2009 o N° 108/2011 que ingresen en operación comercial con posterioridad al 1° de enero de 2017;
- centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable que suministren su energía en virtud de PPA celebrados con CAMMESA en virtud del Programa RenovAr;
- centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable que suministren su energía en virtud de la Resolución MINEM N° 202/2016; y
- centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable (por ejemplo, en el marco de PPA en el ámbito privado) que hubieren obtenido la asignación de prioridad de despacho de conformidad con el régimen instaurado por la Resolución N° 281.

Para la expansión de los proyectos antedichos es preciso presentar una solicitud de prioridad de despacho ante CAMMESA que entonces evaluará las presentaciones a intervalos trimestrales y confeccionará un listado de prioridades de despacho otorgadas en puntos de interconexión o corredores de transmisión con restricciones sobre la capacidad de transmisión.

Asimismo, creó el Registro Nacional de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (RENPER) para el registro de todos los proyectos de generación, cogeneración y autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable.

Se estableció que el Organismo Encargado del Despacho publicaría en el sitio web con actualización mensual, la capacidad de transporte disponible para la incorporación de energía producida por centrales de generación, cogeneración o autogeneración de fuentes renovables, consignando la información de que disponga sobre las solicitudes de acceso ingresadas y en trámite.

La normativa en cuestión también previó un orden de prioridad ante casos de congestión del sistema de transmisión y mientras esté operativa la restricción del transporte, para el despacho de energía generada por las centrales de generación eléctrica de fuentes renovables. La prioridad de despacho también se reguló para la capacidad de transporte futura.

Luego por intermedio de la Resolución N° 230/2019 de la ex SGE se modificaron los artículos 11 y 12 del Anexo I, y se incorporó el artículo 11 bis, de la Resolución 281/17, para flexibilizar el requisito temporal para obtener la extensión del plazo para alcanzar la habilitación comercial. Asimismo, también se flexibilizó las oportunidades para que los Grandes Usuarios Habilitados (GUH) informen al OED su decisión de quedar excluidos de las Compras Conjuntas, de acuerdo con lo previsto en el artículo 17 del anexo de la resolución 281/2017. Por su parte, esta Resolución 230/2019 modificó el artículo 42 del Anexo de la Resolución 281/2017 que prevé el procedimiento por el incumplimiento del consumo obligatorio que corresponde por cada GUH excluido del mecanismo de Compras Conjunta. A su vez, se reguló la posibilidad de relocalizar los proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable a los que se les hubiere asignado prioridad de despacho en los términos del artículo 10 del anexo a la resolución 281/2017, siempre que se cumplan con las condiciones allí detalladas.

Mediante la Resolución N° 414/2019 (BO 24/7/2019) la ex SGE derogó el art. 9 de la Resolución N° 230/2019 en cuanto a los requisitos a cumplir para obtener el Certificado de Inclusión y estableció los nuevos requisitos. Mediante la Resolución N° 551/2021 (BO 16/06/2021) la Secretaría de Energía estableció que lo recaudado por el OED por los pagos correspondientes a las reservas de prioridad de despacho y a las solicitudes de prórroga, previstos en los Artículos 10 y 11 del Anexo de la Resolución N° 281/17, respectivamente, y por la solicitud de relocalización de acuerdo con lo establecido en el Artículo 10, Inciso f) de la Resolución N° 230/19, se destinaría a solventar los gastos derivados de la implementación del Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, regulado por las Leyes N° 26.190 y 27.191

Mediante la Resolución N° 551/2021 (BO 16/06/2021), la Secretaría de Energía modificó el régimen del ordenamiento y administración de las prioridades de despacho asignadas y asignables a la generación de fuentes renovables. Tuvo en cuenta que por tratarse de proyectos que no están asociados a un Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y son ejecutados bajo exclusivo riesgo del Agente Generador, resulta necesario revisar el criterio de la exigencia de la caución constituida. Estableció que el OED asignará la prioridad a todos los proyectos que se vinculen con puntos de interconexión con suficiente capacidad de transmisión y de transformación existente en ese punto de interconexión y en el resto de las limitaciones asociadas al mismo. La prioridad asignada a favor de los proyectos se aplicará siempre que la central respectiva obtenga la habilitación comercial de acuerdo con Los Procedimientos, en un plazo máximo de veinticuatro (24) meses, contado desde la fecha en la que el OED comunicó la asignación de prioridad o bien, en el plazo de habilitación comercial declarado.

Desde enero de 2022, CAMMESA no publica más Puntos de Interconexión que se encuentren en redes de MT y BT pertenecientes a un agente distribuidor, debiendo utilizarse un PDI relacionado con la ET de 132/66/33/13.2 kV vinculada o relacionada al nodo de conexión efectivo del generador, en el nivel de tensión correspondiente, conforme el Anexo 3.1 del “Anexo Informe MATER”.

A través de la Resolución N° 370/2022 (BO 13/05/2022), la Secretaría de Energía incorpora al MATER el “Mecanismo de comercialización de energía eléctrica de fuente renovable para distribuidores”. Este mecanismo permite a los Agentes Distribuidores del MEM y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución a suscribir contratos de abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables con generadores o autogeneradores del MEM para abastecer a sus clientes declarados como Grandes Demandas denominados GUDIs.

El 10 de mayo de 2023, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 360/2023 (“Resolución 360”) de la Secretaría de Energía, que modifica ciertos aspectos del MATER.

Las modificaciones relevantes introducidas por la Resolución 360 son las siguientes:

1. Contratos GENREN: se habilita a los generadores con PPAs celebrados bajo el Decreto 562/2009 (Programa GENREN) a comercializar su producción de energía en el MATER a partir del mes calendario siguiente a la fecha de finalización de la vigencia de sus referidos PPAs.

La comercialización estará habilitada a partir de que el generador solicite a CAMMESA el ingreso al MATER, dando cumplimiento a los requisitos previstos en la Resolución 281 y comience a abonar, durante dos (2) años, un cargo trimestral por ingreso al MATER de 500 USD por MW de potencia habilitada comercialmente, manteniendo en todos los casos la prioridad de despacho.

2. Nuevas Alternativas de Asignación de Prioridad de Despacho:

- (i) Se incorpora la posibilidad de solicitar “Prioridad de Despacho Asociada a Proyectos Conjuntos de Demanda Incremental con Nueva Generación Renovable” (nuevo art. 6 bis, Anexo I, Resolución 281).

Se permite la asignación de prioridad de despacho a nuevos proyectos de generación renovable que tengan un acuerdo con futuras grandes demandas incrementales de potencia. Se considerará como “Proyectos Asociados de Demanda Incremental con Nueva Generación Renovable” a aquellos cuya demanda incremental de potencia sea mayor o igual a 10 MW.

La prioridad está destinada a grandes demandas futuras que busquen asegurar su consumo previsto de energía eléctrica total o parcialmente mediante generación renovable y que, por su influencia prevista

en la red de transporte, produzcan un incremento en las capacidades asignables de prioridad de despacho por sobre las capacidades existentes al momento de la solicitud.

CAMMESA realizará las asignaciones de Prioridad de Despacho Asociada únicamente por la capacidad incremental de transporte asociada al ingreso de los mencionados proyectos conjuntos, siempre que no comprometa la capacidad de transporte asignada a otros proyectos y/o centrales de generación existentes o de ingreso previsto.

- (ii) Se incorpora la figura de la “Prioridad de Despacho por Ampliaciones Asociadas a Proyectos MATER” (nuevo art. 6 ter, Anexo I, Resolución 281).

La finalidad es que los generadores construyan y costeen ampliaciones de transporte para comercializar su energía bajo el MATER. De este modo, la prioridad de despacho sobre la capacidad de transporte incremental podrá ser reservada a los proyectos de generación renovable que lleven adelante las obras de ampliación a su propio costo.

- (iii) Se instruye a CAMMESA a implementar, para los corredores donde no existe disponibilidad para asignar prioridad de despacho en forma plena y para todas las horas del año, un mecanismo de “Asignación de Prioridad de Despacho tipo Referencial A”.

El mecanismo permitirá a los generadores obtener la Prioridad de Despacho tipo Referencial A, en la cual prevean para sus evaluaciones limitaciones circunstanciales que les permitan inyectar energía con una probabilidad esperada del 92% sobre su energía anual característica en las condiciones previstas de operación de los distintos nodos y corredores del SADI, hasta tanto se ejecuten las obras de transporte que permitan evitar las limitaciones.

Las condiciones de asignación y mantenimiento de Prioridad de Despacho tipo Referencial A se regirán siguiendo los mismos mecanismos utilizados para la asignación y mantenimiento de Prioridad de Despacho vigentes.

Aquellos Generadores que, previo a la primera convocatoria de Prioridad de Despacho tipo Referencial A, tengan habilitada comercialmente una potencia por encima de su Prioridad de Despacho asignada, podrán adherir a este régimen para su inclusión en la asignación de prioridad por hasta esa diferencia.

- 3. Incumplimiento de requisitos para mantener la prioridad: en caso de incumplimiento del plazo comprometido de ingreso o de los pagos para el mantenimiento de la prioridad de despacho, los titulares de proyectos que hubieran solicitado el otorgamiento de prórrogas no podrán reiterar la solicitud de prioridad de despacho por los cuatro (4) trimestres siguientes.

Además, los proyectos que no hubieran obtenido la habilitación comercial por la totalidad de la potencia asignada, una vez vencido el plazo comprometido más las eventuales prórrogas, perderán automáticamente la prioridad de despacho para la potencia que resulta de la diferencia entre (i) la potencia asignada con prioridad y (ii) la potencia habilitada comercialmente, sin derecho a reclamo alguno por los pagos realizados (nuevo art. 9 bis, Anexo I, Resolución 281).

- 4. Prórrogas para obtener la habilitación comercial: el plazo máximo de veinticuatro (24) meses, o bien, el plazo de habilitación comercial declarado en caso de que la prioridad de despacho haya sido asignada por desempate con el mecanismo previo a la Resolución N° 14/2022 podrá ser prorrogado por CAMMESA bajo ciertas condiciones (nuevo artículo 11, Anexo I, Resolución 281).
- 5. Destino de lo recaudado: lo recaudado por CAMMESA en concepto de pagos realizados por generadores correspondientes a las reservas de prioridad de despacho, prórrogas, relocalizaciones y adhesiones al MATER se destinará a una Cuenta de Apartamiento para la Expansión del Sistema de Transporte asociado a las energías renovables, administrado por CAMMESA a través del Fideicomiso Obras de Transporte para Abastecimiento Eléctrico (FOTAE) (nuevo art. 13, Resolución N° 230/2019).

6. Habilitación parcial de proyectos con prioridad de despacho. Quienes hayan obtenido prioridad de despacho y realicen habilitaciones comerciales parciales respecto del total de la potencia asignada con prioridad, abonarán el cargo por Reserva de la Prioridad de Despacho exclusivamente por la potencia que no haya obtenido la habilitación comercial al inicio del período correspondiente a la obligación de pago. Para ello, la potencia acumulada habilitada comercialmente deberá ser al menos del 50% de la potencia asignada con prioridad de despacho. (art. 20 Disposición 1/2019 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables)
7. Instrucciones adicionales:
 - (i) Se instruye a CAMMESA a que publique anualmente un listado con el estado de situación de los generadores de energía eléctrica producida a partir de fuentes renovables respecto de su prioridad de despacho.
 - (ii) Se instruye a CAMMESA a realizar todas las tareas necesarias para alcanzar los objetivos planteados en la Resolución 360.
 - (iii) Se faculta a la Subsecretaría de Energía Eléctrica a dictar las normas complementarias o aclaratorias que se requieran para la instrumentación de la Resolución 360.

(vi) Régimen de inscripción al RENPER: Disposición N° 1-E/18

Mediante la Disposición N° 1-E/2018 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables, publicada en el Boletín Oficial el 10 de enero de 2018, se establecieron los procedimientos de inscripción del registro creado mediante el art. 9 de la Resolución N° 281-E/2017 del ex MEyM, determinándose las formas de otorgamiento del certificado de inclusión con los beneficios fiscales que prevé el régimen. También se estableció el valor de referencia de las inversiones y el monto máximo de beneficios fiscales, así como el mecanismo de desempate para la asignación de prioridad de despacho en caso de capacidad de transporte o transformación insuficiente, determinando los requisitos técnicos para ello. En cuanto a los mecanismos de desempate se definió uno en razón de los beneficios fiscales, asignándose la prioridad al proyecto que hubiera declarado el menor monto de beneficios fiscales por megavatio.

Mediante Resolución SE N°14/2022 (BO 21/01/2022) se modificó el procedimiento de desempate para la asignación de prioridad de despacho en caso de capacidad de transporte o de transformación insuficiente por un criterio objetivo que optimice el sistema y que justifique el otorgamiento de la prioridad solicitada. Para ello, en caso de capacidad insuficiente en relación a las solicitudes, a requerimiento del Organismo Encargado del Despacho los solicitantes deberán presentar en sobre cerrado la declaración de un Factor de Mayoración que será aplicado a los pagos de reserva de prioridad de despacho y a esos efectos, el factor mínimo a considerar será UNO (1), el que no tendrá tope y deberá declararse con tres cifras decimales.

Asimismo, se previó la posibilidad de permitir a los titulares de proyectos de generación asumir la responsabilidad y el costo íntegro de las obras de ampliación de la capacidad de transmisión y transformación que resulten necesarias para la conexión de las nuevas centrales, y solicitar la prioridad de despacho por ampliaciones.

Se fijó un plazo para que la inscripción al RENPER se efectúe dentro de los quince (15) días hábiles desde la presentación de la solicitud, plazo prorrogable solo en caso de que la totalidad de los proyectos presentados supere la estimación del tiempo para resolverlos.

Los excedentes de autogeneradores se pueden comercializar de acuerdo al régimen previsto en la N° 281-E2017.

A través de la Disposición 111/2019 de la por entonces Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, se modificó el artículo 19 de la Disposición 1/2018 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables dependiente del ex Ministerio de Energía y Minería, y se dispuso que la decisión de desistir de la prioridad de despacho y solicitar la devolución de la caución, debería estar acompañada de la renuncia del titular del proyecto a todo derecho, acción o reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, contra el Estado Nacional, relacionados con el no otorgamiento de los beneficios por los montos solicitados y/o por la no ejecución del proyecto, y de una declaración por la que el

titular del proyecto se obligue a mantener indemne al Estado Nacional por cualquier tipo de reclamo de sus accionistas o sociedades controlantes, contraladas o vinculadas, relacionadas con el no otorgamiento de los beneficios por los montos solicitados y/o por la no ejecución del proyecto.

Mediante la Resolución N° 360/2023 de la Secretaría de Energía, publicada en el Boletín Oficial el 10 de mayo de 2023, se modificó la Disposición N° 1/2019 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables, sustituyéndose el art. 20 relativo a la posibilidad de solicitar pedidos parciales de prioridad y derogándose el art. 23 relativo a la prioridad de despacho por ampliaciones en la capacidad de transmisión y transformación en el punto de interconexión.

(vii) Registro de Proveedores de Energías Renovables INTI – ReProER: Resolución INTI N° 59/18

Mediante la Resolución N°59/18 del Instituto Nacional de Tecnología Industrial, se creó el Registro de Proveedores Energías Renovables disponiéndose que para verificar el origen nacional de los bienes electromecánicos que producen las empresas beneficiarias de proyectos de inversión que hayan firmado contrato en el marco de la ley N° 26.190 su modificatoria y decreto reglamentario, deben inscribirse al registro creado por esta norma.

Posteriormente, por intermedio de la Resolución 479/2019 de la ex SGE se reguló los requisitos y condiciones a cumplir por los titulares de proyectos que soliciten este beneficio, las garantías que debería constituir el beneficiario en caso de solicitarse el otorgamiento del Certificado Fiscal con carácter previo a la entrada en operación comercial del proyecto, y el alcance de dicho beneficio, de acuerdo con lo previsto en el inciso 6 del artículo 9° de la ley 26.190, modificado por la ley 27.191.

Asimismo, por medio de la Resolución Conjunta N° 4618/2019 de la Administración Federal de Ingresos Públicos y la ex SGE se reguló el alcance del Certificado Fiscal, el deber de información de la entonces Secretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, la forma de cesión de los Certificados Fiscales, entre otros.

(viii) RenovAr (Ronda 1, Ronda 1.5, Ronda 2 y, Ronda 3): Licitación de proyectos para generación de energía renovable

Tras habilitar un período de consulta pública para enviar comentarios y sugerencias a la versión preliminar del pliego de condiciones y de los PPA-y atento a la proximidad del período para presentar ofertas en la "Ronda 1" del Programa Renovar, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 882/2016 de necesidad y urgencia publicado en el Boletín Oficial de la República Argentina el 22 de julio de 2016, el cual reformó y estableció distintas precisiones en torno al marco legal del Régimen de Promoción.

A continuación, se citan las principales medidas introducidas por el Decreto N° 882/2016.

- Cupo fiscal: Para el año 2016, se aprobó un presupuesto de US\$ 1.700.000.000 a destinar a los beneficios promocionales que se ofrecen en el marco del Régimen de Promoción. En caso de que este presupuesto específico no se asignara en su totalidad en 2016, se trasladará automáticamente al año siguiente.
- Vigencia de los PPA: A los fines de recuperar la inversión y obtener un retorno razonable, los PPA tendrán una vigencia máxima de 30 años.
- Opciones de compra y venta: Los PPA pueden establecer derechos a favor: (a) del Gobierno de adquirir la generación de energía o los respectivos activos ante incumplimientos materiales que constituyan causales de extinción contractual. El precio de compra será inferior a la inversión no amortizada en oportunidad de ejercerse la opción; (b) del propietario del proyecto de vender la generación de electricidad o sus respectivos activos ante el acaecimiento de alguna de las "causales de ejercicio de la opción de venta" por un precio que, en ningún caso, podrá exceder la inversión no amortizada en oportunidad del ejercicio de la opción.
- Los PPA se rigen por el derecho privado argentino.
- Elección del foro: En los PPA pueden dejarse asentados métodos alternativos de resolución de conflictos, con base en Argentina o en el extranjero, para dirimir conflictos en torno a la interpretación o celebración

de dichos contratos, o conflictos que puedan surgir de los contratos firmados entre el Gobierno o el FODER con los beneficiarios del Régimen de Promoción.

- FODER: Como consecuencia del dictado del Decreto N° 13/2015 a través del cual se creó el ex MEyM, el Decreto N° 882/2016 reemplazó los párrafos 2, 3, 7, 8 y 9 del Artículo 7 de la Ley N° 27.191 y procedió a modificar el rol del Gobierno en el FODER, quedando el ex MEyM constituido como fiduciante y fideicomisario del FODER. Asimismo, confirió facultades al Ministro de Energía y Minería (o a la persona que éste designe en su reemplazo) para aprobar el contrato de fideicomiso por el que se rige el FODER y para firmar el contrato de fideicomiso con el fiduciario.
- Garantía de pago de la opción de venta: El decreto facultó al ex Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas a emitir y entregar letras del tesoro al FODER (por un valor nominal máximo de hasta US\$ 3.000.000.000 o su equivalente en otras divisas), en nombre y representación del ex MEyM y como garantía de pago en caso de que el propietario ejerza la opción de venta y enajene la planta de generación.

La Ley N°27.431 a través de la cual se aprobó el presupuesto para el año 2018 facultó al Ministerio de Finanzas, a la emisión y entrega de Letras del Tesoro en garantía al FODER, por cuenta y orden del ex MEyM, hasta alcanzar un importe máximo de valor nominal de dólares estadounidenses dos mil cuatrocientos veintidós millones quinientos mil (US\$ 2.422.500.000), o su equivalente en otras monedas, contra la emisión de certificados de participación por montos equivalentes a las letras cedidas a favor del ex MEyM, para ser utilizadas como garantía de pago del precio de venta de la central de generación, adquirida conforme lo previsto en los artículos 3° y 4° del decreto dictado en Acuerdo General de Ministros 882 del 21 de julio de 2016.

Respecto de la Ley N°27.467 a través de la cual se aprobó el presupuesto para el periodo de 2019 facultó al ex Ministerio de Hacienda, a la emisión y entrega de letras del Tesoro en garantía al Fondo Fiduciario para el Desarrollo de las Energías Renovables FODER, por cuenta y orden de la ex SGE, hasta alcanzar un importe máximo de valor nominal de US\$ 120.000.000, o su equivalente en otras monedas conforme lo determine dicho órgano coordinador, contra la emisión de certificados de participación por montos equivalentes a las letras cedidas a favor del entonces ex MEyM, para ser utilizadas como garantía de pago del precio de venta de la central de generación, adquirida conforme lo previsto en los artículos 3° y 4° del Decreto N° 882/2016.

La Resolución N° 136/2016, emitida por el ex MEyM y publicada en el Boletín Oficial el 26 de julio de 2016, abrió el proceso de convocatoria abierta para presentar ofertas para la Ronda 1 del Programa RenovAr. Asimismo, la Resolución N° 136/2016 aprobó el pliego de condiciones de la citada licitación y el contrato de compra de energía.

De conformidad con los términos y condiciones de dicha convocatoria, el Contrato de Abastecimiento de Energía –PPA- relevante deberá incluir las siguientes características y contenidos principales:

- Objeto del Contrato: La venta de la cantidad de energía eléctrica asociada al nuevo equipamiento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables en el MEM a partir de la fecha en la que se autorice a la central de generación a operar en el MEM y por el plazo de vigencia del contrato.
- Parte Vendedora: el agente generador, cogenerador o autogenerador del MEM cuya oferta sea aceptada conforme lo dispuesto en esta resolución y normativa complementaria dictada por la entonces Secretaría de Energía Eléctrica.
- Parte Compradora: CAMMESA en representación de los distribuidores y Grandes Usuarios del MEM (hasta su cesión a los agentes distribuidores y/o grandes usuarios del MEM) con el objeto de alcanzar los objetivos de contribución de fuentes de energía renovable fijados a partir del 31 de diciembre de 2017 para la demanda de energía eléctrica en el MEM.
- Vigencia: Hasta un máximo de 20 años desde la fecha de inicio de las operaciones.
- Tipo y tecnología de la energía a suministrar.
- Energía comprometida a entregar por año.
- Capacidad de generación de cada unidad y potencia instalada total comprometida.
- La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora por la energía eléctrica suministrada, determinada en base al precio ofertado en Dólares Estadounidenses por Megavatios por hora (US\$/MWh).

- Las condiciones de la garantía de cumplimiento del contrato de compra de energía de la parte vendedora.
- El punto de entrega de la energía eléctrica contratada será el nodo de vinculación con el SADI.
- Los recursos a invocar por incumplimiento contractual.
- La aplicación de la garantía de pago del contrato, mediante la cuenta de garantía del FODER.
- La prioridad de pago de los contratos de compra de energía será primera en el orden de prelación y será equivalente a la que tienen los pagos adeudados al MEM.

El 5 de septiembre 2016, una vez finalizado el período para presentar ofertas en la Ronda 1 del programa Renovar, el Ministro de Energía y Minería, Juan José Aranguren, y el Subsecretario de Energías Renovables, Sebastián Kind, anunciaron que se habían presentado 123 ofertas por un total de 6.366MW, 6 veces más de los 1.000MW licitados originalmente.

El 7 de octubre de 2016, el ex MEyM finalizó el proceso licitatorio para la instalación de nuevas unidades de energía renovable, por medio de la Resolución N°213/2016 el Ministerio adjudicó 1108,65MW de potencia a un precio promedio de US\$.59,58, los cuales incluye un proyecto de biomasa, 12 proyectos de energía eólica y cuatro proyectos de energía solar distintos. La Compañía resultó adjudicataria de un proyecto de energía eólica de 100MW a un precio de US\$ 61,50.

Mediante la Resolución N° 252/2016, el ex MEyM instruyó a CAMMESA a convocar a interesados a ofertar en el Proceso de Convocatoria Nacional e Internacional "RenovAr Ronda 1.5" sobre los proyectos presentados y no adjudicados en la Ronda 1 del Programa RenovAr, con el objeto de la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación

Dicha resolución estableció que los oferentes podían estar integrados por las mismas personas humanas o jurídicas integrantes de los oferentes presentados en la Ronda 1 o bien, podían variar su integración total o parcialmente.

A su vez, el ex MEyM convocó, por medio de la Resolución N° 275/2017, a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación el "Programa RenovAR (Ronda 2)", con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con CAMMESA en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM -hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM. Asimismo, aprobó el Pliego de Bases y Condiciones y sus Anexos, e instruyó a CAMMESA a llevar adelante el procedimiento de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional convocado.

La Potencia Requerida total a adjudicar en dicha convocatoria fue de 1.200MW, distribuida por tecnología y región de conformidad con lo establecido en el Pliego de Bases y Condiciones.

En el marco de la convocatoria, se procedió a la recepción en sobre cerrado (Sobres "A" y "B") de las ofertas y a la apertura del sobre "A" de las 228 ofertas presentadas, por un total de 9.401,50MW de potencia ofertados.

Una vez cumplida la etapa de evaluación del sobre "A", el Ministerio dictó la Resolución N° 23/2017 por la cual determinó la calificación de las ofertas presentada, individualizando aquellas que superaron la instancia de evaluación formal, técnica y legal, y que por lo tanto se encontraban en condiciones de acceder a la etapa de evaluación de las ofertas contenidas en los sobres "B".

Luego de ello, se efectuó la apertura de los sobres "B" de las ofertas calificadas. CAMMESA confeccionó un informe no vinculante con el listado de ofertas con la distribución por tecnología indicada, recomendado la adjudicación a los oferentes preseleccionados. En efecto, la ex Secretaría de Energía Eléctrica emitió un informe técnico en el que propició confirmar las pre-adjudicaciones recomendadas por CAMMESA.

En virtud de lo expuesto, por medio de la Resolución N° 473/2017, el ex MEyM determinó las Ofertas que resultaron adjudicadas en el marco de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional Programa RenovAR. 2.0 un total de 228 proyectos, por un total de capacidad instalada de 9.401,50MW de potencia ofertado.

Adicionalmente, la citada Resolución invita a los oferentes de las ofertas calificadas de Proyectos de Biomasa, Biogás, Eólicos y Solares Fotovoltaicos, que no fueron adjudicadas, a celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al FODER bajo las condiciones establecidas

en los artículos 6° y 7° de la Resolución N° 473/17, para cubrir un cupo del 50% de la Potencia Requerida por tecnología en el PBC de RenovAR 2.0.

La potencia requerida adicional resultante por Tecnología determinada en el artículo 6° de la Resolución N° 473/2017 es la que se indica a continuación: a) Tecnología Eólica: 275MW; b) Tecnología Solar Fotovoltaica: 225MW; y c) Tecnologías de Biomasa y Biogás –en conjunto–: 67,50MW.

A través de la Resolución N° 488/2017 el ex MEyM adjudicó los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en los términos de la Resolución MEyM 275/2017 y la Resolución MEyM N° 473/2017.

De forma posterior, por intermedio de la Resolución 52/2019 (B.O. 15/02/2019), la ex SGE estableció que los titulares de proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable que resultaron adjudicatarios de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable por las resoluciones 473 del 30 de noviembre de 2017 (RESOL-2017-473-APN-MEM) y 488 del 19 de diciembre de 2017 (RESOL-2017-488-APN-MEM), ambas del ex Ministerio de Energía y Minería, en el marco de la Ronda 2 del Programa RenovAr, podrían solicitar una prórroga de los plazos contractuales comprometidos como avance de obras, si cumplieran con las condiciones que en tal resolución se dispusieron. La solicitud de la prórroga debía ser presentada ante la CAMMESA de forma previa al 30 de abril de 2019, inclusive.

A través de la Resolución N° 100/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía convocó a los interesados a ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el “Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3”–, con el fin de celebrar contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable, con CAMMESA en representación de Agentes Distribuidores del MEM de conformidad con el pliego de bases y condiciones que al efecto se aprobaron. Se estableció además que, en la oferta, los interesados podrán solicitar los beneficios fiscales dispuestos por la ley N° 27.191 (*Régimen de fomento de energías Renovables*) y se los liberó de constituir garantías adicionales a la garantía de mantenimiento de oferta por la solicitud de los beneficios fiscales. Asimismo, se establecieron los cupos de montos máximos para el otorgamiento de beneficios fiscales y los valores de referencia para inversiones, para cada tecnología, a los efectos del cálculo de las erogaciones necesarias para alcanzar el principio efectivo de ejecución de cada proyecto, de acuerdo con lo previsto en la Ley N° 27.191. A través de la Resolución N° 100/2018 de la ex SGE, también se estableció que las centrales de generación que se construyan como resultado de la adjudicación no poseerán prioridad de despacho frente a otras centrales de generación, autogeneración o cogeneración renovable que operen en el MEM en caso de congestión del SADI quedando excluidas de la prioridad prevista por la Resolución N° 281/2017 del ex MEyM. Con respecto a la prioridad de pago de los contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable a celebrar, se dispuso que será primera en el orden de prelación.

Por su parte, la Resolución 285/2018 (BO 15/06/2018), modificada por la Resolución N° 742/2021 (BO 03/08/2021), establece el régimen de las multas impuestas por CAMMESA con motivo del incumplimiento de la Fecha Programada de Habilitación Comercial, prevista en la Cláusula 13.2.(a) de los Contratos de Abastecimiento suscriptos por los adjudicatarios del Programa RenovAr Rondas 1, 1.5 y 2 y de los Contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA - Cláusula 13.1 de los Contratos de Abastecimiento suscriptos por los adjudicatarios del Programa RenovAr MiniRen Ronda 3-, y el incumplimiento de Abastecimiento de Energía Comprometida prevista en la Cláusula 13.2 (b) de los Contratos de Abastecimiento suscriptos por los adjudicatarios del Programa RenovAr Rondas 1, 1.5 y 2 y de los Contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202/16 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA. Expresa que será descontado de la suma que le corresponda percibir al Vendedor sancionado en virtud del contrato suscripto, a partir de la Fecha de Habilitación Comercial efectiva, en DOCE (12) cuotas mensuales, iguales y consecutivas.

La Resolución N° 165/2023 sustituyó el artículo 1 de la Resolución 285 (que había sido modificado por la Resolución 742/2021), contemplando una nueva modalidad de pago de las penalidades que corresponde aplicar con motivo del incumplimiento de la fecha de habilitación comercial e incumplimiento de abastecimiento de energía comprometida.

- A fin de asegurar el mantenimiento mínimo de la central de generación y con relación a aquellos proyectos que hayan optado por abonar las penalidades en 48 cuotas, se faculta a CAMMESA a que, una vez calculada la penalidad correspondiente y determinado el importe mensual de las cuotas por todas las penalidades que pudieran corresponder al proyecto, descuento de la remuneración mensual

a percibir por el contrato un importe –en carácter de penalidad– que no exceda del 20% de la remuneración mensual. El saldo remanente de la penalidad será abonado en la primera oportunidad, o subsiguientes en caso de corresponder, en que el descuento de la penalidad mensual sea menor al 20% de la remuneración mensual

- En caso de que, superado el número de cuotas previstas para el pago de la penalidad quedara un saldo remanente sin abonar, este se descontará de acuerdo con la metodología prevista en el párrafo anterior hasta completar el pago total de la penalidad correspondiente en las mismas condiciones financieras. Si el saldo remanente sin abonar superara la vigencia del contrato, CAMMESA podrá reestructurarlo conforme al mecanismo que estime conveniente, o que el descuento de la penalidad mensual incremente del 20% al 40% de la remuneración mensual de la central de generación.

Mediante la Resolución N° 90/2019 (B.O. 12/03/2019) la ex Secretaría de Gobierno de Energía introdujo algunas modificaciones a la convocatoria efectuada por la Resolución SGE N° 100/2018, en línea con la estructura contractual propia de las rondas anteriores del Programa RenovAr, sin desatender las características específicas de MiniRen/Ronda 3, derivadas específicamente de la escala de los proyectos y el nivel de tensión en que se conectarán. Por ello se estableció que CAMMESA celebrará los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable como parte compradora, en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM –hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM– como en las rondas previas del Programa RenovAr, en lugar de hacerlo en representación de los Agentes Distribuidores del MEM exclusivamente. Asimismo, se eliminaron los compromisos de carácter comercial que debía asumir el Agente Distribuidor, de acuerdo con el diseño inicial de la convocatoria, estableciéndose que los costos económicos de los contratos que se celebren serán asumidos por el total de la demanda, en los mismos términos establecidos para las rondas anteriores del Programa RenovAr. El llamado de convocatoria se orientó entonces a los interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el “Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3”– con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con CAMMESA en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM –hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM–, de acuerdo con el Pliego de Bases y Condiciones modificados al efecto. Con el dictado de esta norma modificatoria se estableció un nuevo cronograma completo para la convocatoria.

Luego, por intermedio de la Disposición 84/2019 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética se calificaron las ofertas presentadas, y por la Disposición 91/2019 de esa misma Subsecretaría se adjudicaron los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en los términos de la Resolución 100/2018 de la ex SGE, modificada por la Resolución 90/2019 de la por entonces SGE.

A través de la Resolución 64/2020 de la Secretaría de Energía, publicada en el B.O. del 28/04/2020, se prorrogó hasta el 30 de junio de 2020 el plazo para la firma de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) del Programa RenovAr Ronda 3 (“*MiniRen*”), y luego hasta el 30 de noviembre de 2020 por medio de la Resolución N° 227/2020 de la SE. Una vez vencido el plazo de prórroga de la Resolución, si los adjudicatarios no logran acreditar lo exigido por el Pliego de Bases y Condiciones para la firma del contrato, las adjudicaciones respectivas quedarán sin efecto automáticamente y se procederá a la ejecución de la garantía. Tanto el cómputo del plazo de prórroga establecido en la Resolución, como así también el cómputo de la fecha de habilitación comercial que se suscriban durante el período de prórroga, deberán contabilizarse desde el 24 de enero de 2020. Finalmente, el Secretario de Energía delegó a la Subsecretaría de Energía Eléctrica la facultad de dictar las normas complementarias o aclaratorias que se requieran para la instrumentación de la presente resolución.

A través de la Resolución N°1260/2021 (en adelante, la “Resolución 1260/21”) de la Secretaría de Energía (B.O. 29/12/2021), se estableció que las sociedades titulares de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía que resultaron adjudicatarias de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable suscriptos con la CAMMESA, en el marco de las Rondas 1, 1.5, 2 y 3 del Programa RenovAr, o que fueron habilitados a solicitar su incorporación al Régimen de Fomento Nacional de las Energías Renovables, de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 202/2016 del entonces Ministerio de Energía y Minería, y que no hayan alcanzado la Fecha de Habilitación Comercial, podrán optar por solicitar la rescisión de su Contrato de Abastecimiento o bien su reconducción.

I. A fin de ejercer la opción de rescisión, las sociedades deberán dar cumplimiento a los siguientes requisitos:

- a) El pago por única vez de una suma definida para cada tecnología. USD12.500 por MW para las tecnologías Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH), Bioenergías, Biogás o Biomasa o Biogás de Relleno Sanitario y USD17.500 por MW para las tecnologías Eólica y Solar Fotovoltaica.
- b) La presentación de una renuncia de la sociedad titular del proyecto a todo derecho, acción o reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, contra el Estado Nacional, la Secretaría de Energía y/o CAMMESA y de una declaración por la que se obligue a mantener indemne al Estado Nacional por cualquier acción, reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, de sus accionistas o sociedades controlantes, contraladas o vinculadas.
- c) La presentación de una Declaración Jurada de renuncia a los beneficios fiscales contemplados en el Artículo 9º de la Ley Nº 26.190 y sus modificaciones y en el Decreto Nº814/2017, por aquellos beneficios otorgados y no gozados.

La Solicitud de Rescisión Contractual deberá ser presentada ante CAMMESA en un plazo no mayor a 30 días hábiles a partir de la publicación de la Resolución 1260/21 (29/12/2021, venciendo en consecuencia, el 9/02/2021). Una vez presentada la Declaración Jurada de renuncia, se deberá proceder a dejar sin efecto el acto administrativo por el cual se otorgó el Certificado de Inclusión, en caso de que corresponda.

En caso de cumplirse todos los requisitos mencionados, la sociedad titular del proyecto (en su carácter de Parte Vendedora) y CAMMESA (en su carácter de Parte Compradora), suscribirán el instrumento que dará por finalizado el vínculo contractual.

Las sociedades titulares de proyectos que opten por la rescisión de sus Contratos de Abastecimiento deberán rescindir sus respectivos Acuerdos de Adhesión al FODER.

II. Por otra parte, las empresas titulares de proyectos que no hayan alcanzado la Fecha de Habilitación Comercial podrán solicitar la reconducción contractual con prórroga de hasta 365 días corridos para la Fecha Programada de Habilitación Comercial. Para ello, la sociedad titular del proyecto deberá suscribir con CAMMESA una Adenda a su Contrato de Abastecimiento en la que se establecerán los términos de su reconducción.

Para obtener la prórroga, la sociedad en cuestión deberá cumplir con lo siguiente:

- (i) Aceptación de una reducción del Período de Abastecimiento del Contrato, equivalente a 2 veces la cantidad de días corridos transcurridos entre la Fecha Programada de Habilitación Comercial original y la Fecha de Habilitación Comercial.
- (ii) Aceptación de una reducción del precio del Contrato de Abastecimiento, en función de la fórmula indicada en el artículo 2º inciso b de la Resolución 1260/21 (que básicamente remite al precio promedio de la ronda en que hubiese sido adjudicado el proyecto y a la cantidad de días de retraso en la Habilitación Comercial).
- (iii) Incremento de la Garantía de Cumplimiento de Contrato en un 30% de su monto original. Se tendrá por cumplido este requisito, si al momento de solicitar la prórroga en cuestión el proyecto ya hubiese incrementado el monto original de la referida garantía en un porcentaje igual o superior al mencionado. Asimismo, la sociedad deberá cumplir con alguna de las siguientes alternativas:
- (iv) Acreditación de un mínimo de Componente Nacional Declarado (CND) del 30% en las instalaciones electromecánicas del proyecto. Para el caso de que este valor haya sido comprometido en la oferta original, se tendrá por cumplida esta condición.
- (v) Incremento de al menos el 5% del CND, cuando el proyecto hubiera comprometido un porcentaje inferior al 30%.

Podrán solicitar esta prórroga exclusivamente las sociedades titulares de proyectos de las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr y las sociedades titulares de proyectos que se incorporaron al referido Programa, a través de la Resolución Nº 202/16 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por otro lado, la Solicitud de Reconducción Contractual por Prórroga deberá ser presentada ante CAMMESA en un plazo no mayor a 30 días hábiles a partir de la publicación de la Resolución 1260/2021 (venciendo el 9/02/2022). Asimismo, la sociedad titular del proyecto deberá especificar en la nota de solicitud las opciones elegidas.

Las sociedades titulares de proyectos que opten por adherirse al mecanismo mencionado deberán renunciar expresamente a efectuar, o desistir de cualquier acción o reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, contra el Estado Nacional, la Secretaría de Energía y/o CAMMESA por causas anteriores a la fecha de firma de la Adenda del Contrato de Abastecimiento por su reconducción.

III. Por último, las sociedades titulares de proyectos adjudicados en las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr o que hubieren solicitado su incorporación al Régimen de Fomento Nacional de las Energías (conf. Res. ex MEyM 202/2016), podrán solicitar una reducción de la potencia contratada.

La nueva potencia resultante de la Habilitación Comercial podrá realizarse en un único tramo por una fracción de la Potencia Contratada, manteniendo el precio, el período de vigencia del Contrato de Abastecimiento y las garantías constituidas. En ningún caso, podrá ser inferior a la potencia mínima establecida en el Pliego de Bases y Condiciones aplicable a cada Ronda.

Tales potencias mínimas son:

Rondas 1 y 1.5:

1MW para Eólica, Solar Fotovoltaica, Biomasa y Biogás.

0,5MW para PAH.

Ronda 2:

1MW para Eólica y, Solar Fotovoltaica.

0,5MW para PAH, Biomasa y Biogás.

La Solicitud de Reconducción Contractual por Reducción de la Potencia Contratada deberá ser presentada ante CAMMESA en un plazo no mayor a 30 días hábiles a partir de la publicación de la Resolución 1260/2021 (venciendo el 9/02/2022). Las sociedades titulares de proyectos que opten por solicitar la reconducción contractual deberán renunciar expresamente a efectuar, o desistir de cualquier acción o reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, contra el Estado Nacional, la Secretaría de Energía y/o CAMMESA por causas anteriores a la fecha de firma de la Adenda del Contrato de Abastecimiento por reducción de potencia. Los Certificados de Inclusión otorgados deberán ser modificados, de forma de adecuarlos a la nueva Potencia Contratada.

IV. Por último, instruye a CAMMESA a cursar la Notificación de Causal de Rescisión y a ejecutar las garantías constituidas, en el caso de que al vencimiento de los plazos establecidos en los Artículos 1º, 2º y 3º de la presente Resolución, las sociedades titulares de proyectos no hubieran presentado solicitud alguna o bien no hubieran presentado la documentación requerida por CAMMESA y se trate de proyectos que hayan excedido los 180 días de demora de la Fecha Programada de Habilitación Comercial.

El 25 de abril de 2023, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 284/2023 de la Secretaría de Energía, que establece las condiciones para que sociedades titulares de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables puedan solicitar la rescisión de sus contratos de abastecimiento ("PPA") celebrados con CAMMESA.

La finalidad de la norma es la de liberar prioridad de despacho asignada por CAMMESA, recuperar capacidad de transporte para permitir el ingreso de otros proyectos, y desistir de aquellos proyectos que no avanzarán hacia una concreción que posibilite la efectiva incorporación de nueva generación eléctrica a partir de fuentes renovables.

Los aspectos relevantes de la Resolución 284/2023 son los siguientes:

- (i) *Alcance de la norma:* sociedades (i) adjudicatarias de PPAs en el marco de las Rondas 2 y 3 del Programa RenovAr, o (ii) que fueron habilitadas a solicitar su incorporación al Régimen de Fomento Nacional de las Energías Renovables bajo la Resolución N°202/2016 del ex Ministerio de Energía y Minería (régimen de excepción), que no hayan alcanzado la "Fecha de Habilitación Comercial" ("COD").
- (ii) *Requisitos:*

- a. El pago de una suma a abonarse por única vez: USD 35.000 por cada MW de Potencia Contratada.
 - b. La sociedad titular del proyecto debe presentar (i) una renuncia a todo derecho, acción o reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral en la República Argentina, el extranjero y en el ámbito internacional, contra el Estado Nacional, la Secretaría de Energía y/o CMMESA, y (ii) una declaración por la que se obligue a mantener indemne al Estado Nacional por cualquier acción, reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en extranjero y en el ámbito internacional, de sus accionistas o sociedades controlantes, controladas o vinculadas.
 - c. La sociedad titular del proyecto debe presentar (junto con la presentación de la documentación de los puntos anteriores) una declaración jurada de renuncia a los beneficios fiscales otorgados y no gozados contemplados en el art. 9° de la Ley N°26.190 (modificada por la Ley N° 27.191) y en el Decreto N° 814 de 2017.
- (iii) *Plazo para efectuar la solicitud de rescisión:* debe presentarse ante CMMESA en un plazo no mayor a treinta (30) días corridos a partir de la publicación de la medida, es decir a partir del 25 de abril de 2023. La documentación asociada a la solicitud de rescisión contractual será oportunamente requerida por CMMESA una vez que haya recibido la solicitud de la sociedad titular del proyecto, la que contará con un plazo máximo de noventa (90) días corridos para su presentación.
- (iv) *Certificado de Inclusión:* una vez presentada la declaración jurada de renuncia, la Autoridad de Aplicación dejará sin efecto el acto administrativo por el cual se otorgó el Certificado de Inclusión.
- (v) *Rescisión:* en caso de que los requisitos enumerados en el punto 2) del presente se encuentren cumplidos, la sociedad titular de proyecto y CMMESA suscribirán el instrumento que dará por finalizado el vínculo contractual.

Asimismo, las sociedades titulares de proyectos que opten por la rescisión de sus PPAs, deberán rescindir sus respectivos Acuerdos de Adhesión al FODER.

Importaciones y exportaciones

Según el Decreto N° 974/97 las operaciones de importación y exportación son realizadas a través del Sistema de Transmisiones de Interconexión Internacional (el "IITS"), un servicio público sujeto a la concesión otorgada por la Secretaría de Energía. Bajo dicho régimen, a través de la Resolución N° 348/99 la Secretaría de Energía, otorgó a Interandes Sociedad Anónima la concesión del Transporte de Energía de Interconexión Internacional a través del Sistema de Transporte Güemes, el cuál conecta la Central Termoeléctrica Central de Salta en Güemes, Salta con el Paso Sico, en el límite con la República de Chile.

Todas las operaciones de importación o exportación realizadas en el mercado a término requieren la autorización previa de la Subsecretaría de Energía Eléctrica (Resolución N° 98/18 del ex MEyM, que modificó la Resolución N° 64/18 del ex MEyM, que remite a la Resolución N° 25/2016 del ex MEyM) y CMMESA. Competencia que conserva hoy en día la actual Subsecretaría de Energía Eléctrica en los términos de las atribuciones conferidas por el Punto IX, del Decreto 50/2019 (modificado por el Decreto N° 804/2020).

El esquema de remuneración de la Resolución N° 440/2021 aplicable a los agentes generadores ha sido actualizado por la Resolución N° 869/2023 de la Secretaría de Energía.

Durante noviembre 2022 se firmó una extensión hasta el 2025 al memorándum de importación entre Argentina y Brasil. El mismo tiene como objetivo abastecer a Argentina de energía a menor precio en los meses de mayor demanda y exportar energía a Brasil en los meses de necesidad. El mismo contempla tres modalidades:

- Sin Devolución e Interrumpible: Corresponde a energía térmica a menor precio o excedentes hidráulicos.

- Devolución de energía interrumpible para abastecer demanda: Se importa energía con el compromiso de devolver la misma cantidad en momentos de necesidad de cubrimiento de demanda.
- Devolución de energía interrumpible para aprovechamiento de excedentes de vertido hidroeléctrico: Se toma energía con compromiso de devolución, proveniente de excedentes hidroeléctricos o renovables.

Durante noviembre 2022, también, se reactivó el intercambio bidireccional entre Argentina y Chile, a través de un acuerdo con la empresa productora de energía AES Andes. El mismo se realizará a través de la línea de interconexión eléctrica *InterAndes* de 345kV y 409km que se extiende entre la subestación Andes en Chile y la subestación Cobos en Argentina. Con este acuerdo se podrán exportar hasta 80MW desde Chile hasta Argentina, mientras que durante la noche se podrán exportar hasta 200MW de Argentina a Chile. La modalidad corresponde en intercambios de oportunidad económica, a precios inferiores a los costos marginales e interrumpibles. En el caso de Chile, esta energía corresponde principalmente a energía renovable excedente y en el caso de Argentina, energía térmica eficiente.

Durante el último trimestre de 2022 se inauguró una línea de interconexión eléctrica entre Argentina y Bolivia. La línea tiene una longitud de 110 km, desde la subestación Yacuagua en Bolivia hasta la subestación Tartagal en Argentina. El límite de importación es de 120 MW y la energía que se importó de Bolivia en 2022 tuvo el objetivo de garantizar la estabilidad del sistema eléctrico en el Norte Argentino.

Transporte y Distribución

De conformidad con la Ley N° 24.065, las actividades de transporte y distribución son reguladas como servicios públicos debido a su carácter de monopolios naturales. El Estado Nacional ha otorgado concesiones a empresas privadas que llevan a cabo dichas actividades, bajo ciertas condiciones tales como, parámetros de calidad de servicio y fijación de las tarifas que tienen derecho a cobrar por sus servicios.

El transporte de energía eléctrica está conformado por (i) un sistema de transporte en alta tensión (operado por la empresa TRANSENER, hoy co-controlada por el Grupo Pampa Energía y IEASA-exENARSA-), que conecta las principales áreas productoras y consumidoras de energía eléctrica, posibilitando la transmisión de electricidad entre distintas regiones de Argentina, y (ii) varios sistemas troncales regionales por los que se transmite la energía dentro de una determinada región y que conectan a los generadores, distribuidores y Grandes Usuarios que operan en dicha región.

Existen otras modalidades bajo las cuales se presta la actividad del transporte de energía eléctrica (Transportista Independiente), pero que por estar sujetas a diversas reglas no se incluyen conceptualmente en la noción de transportista. La figura del Transportista Independiente se distinguen del transporte en virtud de carecer del título habilitante previsto por la ley 24.065 para prestar tal actividad de servicio público, cual es la concesión del servicio público de transporte; se hallan bajo supervisión de un transportista conforme los términos y condiciones de una "Licencia Técnica", y sus instalaciones se integran al sistema de transporte respectivo; y el sistema de remuneración, que combina etapas de construcción, amortización y operación y mantenimiento.

La distribución de energía eléctrica sólo está regulada en el nivel federal para el caso de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los partidos que integran las áreas metropolitanas del Gran Buenos Aires. Edenor opera en la zona norte de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y del Gran Buenos Aires y Edesur opera en la zona sur, tanto de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires como del Gran Buenos Aires. En el resto del país, el servicio de distribución de electricidad está regulado a nivel provincial y sujeto a la concesión otorgada por las autoridades provinciales.

Las empresas de distribución se encargan de abastecer a los usuarios finales de electricidad que no pueden contratar una fuente de suministro eléctrico independiente por su nivel de consumo, tales como usuarios residenciales.

El 18 de diciembre de 2023, mediante Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, así como en el transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal hasta el 31 de diciembre de 2024. Asimismo, instruir a la Secretaría de Energía para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones necesarias. El objetivo es establecer mecanismos de sanción de precios en condiciones de competencia,

mantener niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.

En cuanto a la revisión tarifaria, mediante el DNU N° 55/2023 se dispuso:

- Iniciar la revisión tarifaria para las prestadoras de servicios de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.
- Los nuevos cuadros tarifarios resultantes no podrán entrar en vigencia después del 31 de diciembre de 2024.
- Hasta tanto culmine el proceso de revisión tarifaria podrán aprobarse adecuaciones transitorias de tarifas y ajustes periódicos, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados, a cuenta de lo que resulte de la revisión tarifaria.
- Establecer mecanismos para la participación ciudadana en el proceso de adecuación tarifaria transitoria.

Grandes Usuarios

En el MEM los grandes usuarios pueden operar contratando en forma independiente su abastecimiento para consumo propio o en forma integrada a la Distribuidora.

El MEM clasifica a Grandes Usuarios de energía en tres categorías (i) Grandes Usuarios Mayores ("GUMAs"), (ii) Grandes Usuarios Menores ("GUMEs") y (iii) Grandes Usuarios Particulares ("GUPAs"):

- GUMAs son usuarios con una capacidad máxima igual o mayor que 1 MW y un consumo anual mínimo de 4.380 MWh. Estos usuarios deben contratar al menos el 50,00% de su demanda y adquirir el resto en el Mercado *Spot*. Las transacciones que realizan estos usuarios en el Mercado *Spot* son facturadas por CAMMESA.
- GUMEs son usuarios con una capacidad máxima que oscila entre 30 kW y 2000 kW. No están obligados a tener una demanda anual mínima. Estos usuarios deben contratar la totalidad de su demanda y no operan en el Mercado *Spot*.
- GUPAs son usuarios con una capacidad mínima de 30 kW y una capacidad máxima de 100 kW. No están obligados a tener una demanda anual mínima. Estos usuarios deben contratar la totalidad de su demanda y no operan en el Mercado *Spot*.

Con el dictado de la Resolución 1281/06, el entonces Secretario de Energía clasificó la demanda del SADI y estableció prioridades de abastecimiento. En lo que aquí interesa estableció que la energía eléctrica disponible en el Mercado "Spot", deberá ser destinada a abastecer, a las demandas atendidas por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MEM, y seguidamente a los suministros de las demandas de hasta 300 kW de potencia contratada que resulten ser clientes de los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MEM, en tanto no estén respaldadas por contratos en el Mercado a Término. Los Grandes Usuarios del MEM y las Grandes Demandas clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Distribuidores, en ambos casos mayores de 300 KW, sólo estarán autorizados a contratar respaldo físico por el remanente no contratado en el Mercado a Término de su demanda de energía y potencia registrada en el "AÑO BASE" (2005), determinada según la metodología establecida en el Anexo II de dicha resolución, con la generación térmica, con disponibilidad de combustible, de los agentes del MEM existentes a la fecha de publicación de la presente resolución. El consumo de energía por encima de la registrada en el "AÑO BASE" tiene que ser satisfecho con energía del servicio Energía Plus que consiste en el suministro de generación de energía adicional por nuevos generadores y agentes de generación, cogeneradores y autogeneradores que no sean agentes del MEM o que, a la fecha de la publicación de la Resolución, no estén interconectados al MEM. El precio que los grandes usuarios deben abonar por la demanda excedente, en caso de que no fuera previamente contratada bajo el Plan de Energía Plus, originalmente se estipuló como equivalente al costo marginal de operación.

Con el dictado de la Resolución N° 95/2013 la Secretaría de Energía estableció que los Grandes Usuarios del MEM deberán adquirir su demanda de energía eléctrica a CAMMESA, quedando suspendida transitoriamente la incorporación de nuevos contratos de compra de energía eléctrica en bloque celebrados con los Agentes Generadores afectados por las disposiciones de la norma, hasta tanto se instrumenten las medidas reglamentarias que resulten convenientes en aras de alcanzar los objetivos antes aludidos.

En 2016 la ex SEE dictó la Resolución N° 21/16 a través de la cual convocó a interesados en ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada. Allí se establecía que el agente cuya oferta sea aceptada suscribiría un contrato de venta de disponibilidad de potencia de generación eléctrica y energía asociada en el MEM, denominado “Contrato de Demanda Mayorista”, que sería inicialmente celebrado por CAMMESA para ser luego cedido a los agentes distribuidores y Grandes Usuarios del MEM. Los lineamientos del contrato referido están previstos en la Resolución N° 21. CAMMESA debe certificar a favor del agente vendedor la parte proporcional que los Grandes Usuarios y distribuidores deben pagar por la energía eléctrica consumida, a los efectos del procedimiento ejecutivo de cobro.

Por su parte, el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, sancionado por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un doce por ciento (12%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre de 2019, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025. Al regular el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica la Ley N° 26.190, modificada y ampliada por la Ley N° 27.191, dispone que los Grandes Usuarios del MEM, con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 KW), deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos de cobertura de los consumos anuales con energía eléctrica de fuente renovable, y a tales efectos, podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables bajo el programa RenovAr de generación (artículo 9°), que incluye la demanda de energía de usuarios que no califiquen como Grandes Usuarios. En este sentido, se les exige a Grandes Usuarios indicar a CAMMESA el mecanismo elegido para cumplir con artículo 9 de la Ley N° 27.191. Los Grandes Usuarios que no indiquen el mecanismo serán incluidos automáticamente en el mecanismo de adquisiciones conjuntas de energía eléctrica procedente de fuentes renovables realizadas por CAMMESA. El Decreto N° 531/16, reglamentario de las Leyes N° 26.190 y 27.191, dispone que el objetivo de cobertura de consumos anuales con energía eléctrica de fuentes renovables, podrá cumplirse por cualquiera de las siguientes formas: (i) Por contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables; (ii) Por autogeneración o por cogeneración de fuentes renovables; o (iii) Por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por CAMMESA o el ente que designe la Autoridad de Aplicación. Es decir, mediante la compra de energía eléctrica de fuente renovable directamente a CAMMESA o el ente que designe la Autoridad de Aplicación. Los sujetos alcanzados por lo dispuesto en el artículo 9 de la Ley N° 27.191 que opten por cumplir mediante la contratación individual, o por autogeneración o cogeneración, deberán manifestarlo en forma expresa ante la Autoridad de Aplicación, con el fin de quedar excluidos del mecanismo de compras conjuntas. Caso contrario, quedarán automáticamente incluidos en el mecanismo de compras conjuntas de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables llevado adelante por CAMMESA.

En cumplimiento de los objetivos establecidos en las Leyes N° 26.190 y 27.191, el ex MEyM implementó el Programa RenovAr en cuyo marco se han desarrollado: (i) la Ronda 1 –convocada por las Resoluciones MEyM N° 71/16 y N° 136/2016–; (ii) la Ronda 1.5 –convocada por la Resolución MEyM N° 252/2016, – (iii) la Ronda 2 –mediante la Resolución MEyM N° 275/2017–; la Ronda 3 –convocada por la Resolución SGE N° 100/2018, modificada por la Resolución SGE 90/2019. En el marco de las distintas Rondas llevadas a cabo en el Programa, CAMMESA, actuó en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM, hasta la reasignación de los contratos celebrados en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM, desarrollando de esta manera el mecanismo de compras conjuntas.

A través de la Resolución N° 281-E/2017, modificada por la Resolución SGE 230/2019, las Resoluciones SE N° 551/2021, 14/2022, 360/2023 y la Resolución N° 370/2022 del Ministerio de Economía, el ex Ministerio de Energía y Minería reguló el Mercado a Término de las Energías Renovables (MATER), por las que los Grandes Usuarios incluidos en el artículo 9 de la Ley N° 27.191 pueden cumplir con los objetivos de cobertura de sus consumos de energía eléctrica por contratación individual, por cogeneración o autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable, estableciendo un marco jurídico adecuado para el desarrollo de este nuevo mercado.

Comercializadores

La Ley N° 24.065 y su Reglamentación -Decreto N° 1.398/1992-, no reconocen al comercializador como Agente del MEM. Recién a través del Decreto 186/1995 el Poder Ejecutivo Nacional reconoció la calidad de Participante del MEM a (artículo 5°): (i) las empresas que obtengan autorización de la entonces Secretaría de Energía Eléctrica para comercializar la energía eléctrica proveniente de interconexiones internacionales y emprendimientos binacionales. (ii) las empresas que, sin ser agentes del MEM, comercialicen energía eléctrica en bloque. (iii) las empresas que, sin ser agentes del MEM, exploten instalaciones utilizadas en Función de Vinculación Eléctrica, también denominada Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica.

A través de la Resolución N° 21/1997, el entonces Secretario de Energía y Puertos reguló el ingreso de PARTICIPANTES AL MEM, y el régimen de comercialización del MEM (actualmente Anexos 31 y 32 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios) que -entre otras- cosas establece para actuar como comercializador del MEM es necesario no ser agente reconocido del MEM.

El comercializador puede realizar transacciones en el MEM una vez que adquiera la calidad de PARTICIPANTE DEL MEM (artículo 1°, Decreto N° 186/1995).

La actuación del Comercializador dentro del MEM se limita a la compra y venta de energía eléctrica, por cuenta propia o por mandato, producida y consumida por terceros. El Comercializador puede intervenir en las operaciones comerciales del MEM pero no en las operaciones físicas.

La empresa habilitada expresamente como Comercializador del MEM puede llevar a cabo las siguientes funciones dentro del MEM: (i) comercialización de generación; (ii) comercialización de demanda; (iii) comercialización de importación y exportación; (iv) comercialización de regalías.

Restricciones Verticales y Horizontales

Es importante destacar que los agentes MEM están sometidos a restricciones verticales, conforme las disposiciones de la Ley N° 24.065 y el Decreto N° 1398/92, según las cuales:

- Las compañías de generación o distribución, los Grandes Usuarios o sus respectivas sociedades controladas o controlantes no están autorizadas a ser propietarias o el accionista mayoritario de una compañía de transporte o de su respectiva sociedad controlante. No obstante ello, el Poder Ejecutivo puede autorizar a una compañía de generación o distribución o a un gran usuario a construir, por su propia cuenta y en respuesta a una necesidad propia, una red de transporte respecto de la cual establecerá la modalidad y forma de funcionamiento.
- El titular de una concesión de distribución no puede ser propietario de unidades de generación. No obstante, los accionistas del distribuidor sí pueden serlo, como personas físicas o bien constituyendo otra persona jurídica con el objeto de ostentar la titularidad o ejercer el control de unidades de generación.
- Ninguna compañía de transporte podrá comprar o vender energía eléctrica.

El Artículo 33 de la Ley General de Sociedades de Argentina dispone que se consideran sociedades controladas aquellas en que otra sociedad, en forma directa o por intermedio de otra sociedad a su vez controlada: (1) posea participación, por cualquier título, que otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social en las reuniones sociales o asambleas ordinarias; o (2) ejerza una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades. No obstante, la Sociedad no puede garantizar que las autoridades de regulación del sector eléctrico aplicarán esta definición de control al implementar las restricciones antes descriptas. De acuerdo con las resoluciones dictadas por el ENRE, una sociedad controlada por o controlante de una compañía de transporte de electricidad es una sociedad que posee más del 51,00% de las acciones con derecho a voto de la sociedad controlada y ejerce el control mayoritario.

Tanto los transportistas como los distribuidores de electricidad están sujetos a restricciones horizontales.

Las siguientes son las restricciones horizontales aplicables a transportistas de electricidad:

- Sólo mediante la expresa autorización del ENRE dos o más transportistas podrán consolidarse en un mismo grupo empresario o fusionarse. También es necesaria dicha autorización para que un transportista pueda adquirir la propiedad de acciones de otro transportista;
- Conforme los términos de los contratos de concesión que rigen el transporte de electricidad en líneas de transmisión de más de 132kv y menores a 140kv, el servicio de transporte es prestado en forma exclusiva en áreas específicas indicadas en esos contratos; y
- Conforme los términos del contrato de concesión de la compañía que presta servicios de transporte de electricidad en líneas cuya tensión es igual o superior a 220kv, el servicio debe ser prestado en forma exclusiva y sin restricciones territoriales, dentro de todo el territorio argentino.

Respecto a las compañías distribuidoras de electricidad, las restricciones horizontales son las siguientes:

- Sólo mediante la expresa autorización del ENRE dos o más distribuidores, podrán consolidarse en un mismo grupo empresario o fusionarse. También es necesaria dicha autorización para que un distribuidor pueda adquirir la propiedad de acciones de otro distribuidor; y
- El servicio de distribución es prestado dentro de áreas específicamente establecidas en los contratos de concesión respectivos.

Autogenerador Distribuido: la Resolución SE N° 269/08

A través de la Resolución SE N° 269/08, la Secretaría de Energía estableció la figura de Autogenerador Distribuido, consistente en un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al SADI en diferentes nodos de conexión. Allí se establece que:

- El Autogenerador Distribuido debe cumplir los mismos requerimientos, y sus transacciones en el MEM se realizarán de la misma forma que el Autogenerador en función de lo definido en el Anexo 12 de "Los Procedimientos".
- La generación asociada a la Autogeneración Distribuida que desee convertirse en Agente del MEM deberá haber sido habilitada comercialmente con posterioridad a la fecha de publicación de la Resolución SE N° 1281 del 4 de septiembre de 2006.
- El Autogenerador Distribuido deberá tener dos o más puntos de intercambio con el SADI, correspondientes a sus puntos de generación, consumo, o ambos, todos ellos asociados a la misma empresa. Por lo tanto, no será de aplicación para esta figura el punto 2 b) del Anexo 12 de "Los Procedimientos".
- Todos los requerimientos asociados a la generación y el consumo de los Autogeneradores de acuerdo a lo definido en el Anexo 12 de "Los Procedimientos" deberán entenderse, en el caso de la Autogeneración Distribuida, como aplicables a la sumatoria de las generaciones y la sumatoria de los consumos respectivamente.
- En caso de existir, sólo los puntos de conexión que posean generación y consumo deberán cumplir con lo establecido en el punto 2 d) del Anexo 12 de "Los Procedimientos". Los demás puntos de vinculación al SADI que posean sólo generación o sólo consumo deberán contar con sistemas de comunicaciones e intercambio de datos con el OED de manera similar a lo requerido a Agentes Generadores o Demandantes de características equivalentes respectivamente.
- Se entenderá que el Autogenerador Distribuido tiene excedentes de energía cuando la sumatoria de las generaciones supere la sumatoria de los consumos, o que tiene faltantes en caso contrario. El Autogenerador Distribuido podrá vender al MEM sus excedentes o comprar sus faltantes.
- Con respecto a las posibilidades de comprar, los Autogeneradores Distribuidos tendrán una modalidad similar a la de los Grandes Usuarios Mayores del MEM por cada uno de sus nodos de vinculación que resulten netamente consumidores. Su demanda será calculada considerando que, en cada hora, la energía demandada es la sumatoria de los consumos menos la sumatoria de las generaciones, y la

misma es consumida en los nodos de vinculación netamente consumidores proporcionalmente a la magnitud de dichos consumos netos.

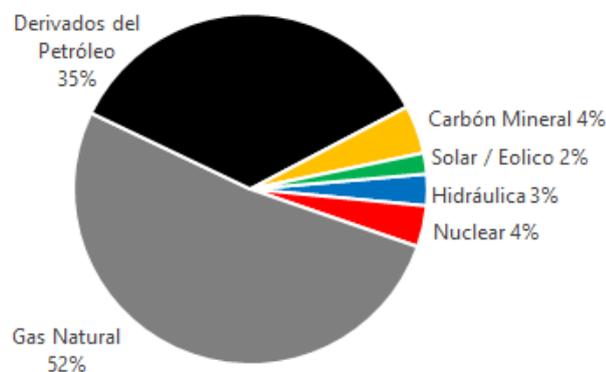
- Con respecto a la participación de Autogeneradores Distribuidos como consumidores del MEM, cada punto netamente consumidor del Autogenerador Distribuido deberá abonar los mismos cargos que les corresponden a los Grandes Usuarios Mayores del MEM teniendo en cuenta lo establecido en el punto anterior.
- De resultar de sus compromisos en el Mercado a Término un faltante por ser su entrega al MEM inferior a la potencia a abastecer según sus contratos, se considerará que compra para su contratante dicho faltante del modo indicado en las normas vigentes en el MEM.
- Un Autogenerador Distribuido sólo podrá tener Contratos de Abastecimiento en su función de vendedor o en su función de consumidor, o sea que no podrá tener simultáneamente Contratos de Abastecimiento en que es el vendedor dentro del contrato y Contratos de Abastecimiento en que es el comprador dentro del contrato.

Evolución de las Principales Variables del Sector Energético Argentino

1. Introducción

Argentina es un país fuertemente dependiente de los hidrocarburos. Más del 85% de la matriz energética primaria de 2023 corresponde a gas natural y petróleo. En sintonía, en el mercado eléctrico aproximadamente el 60% de la generación eléctrica depende de hidrocarburos.

MATRIZ ENERGÉTICA PRIMARIA [%]



Fuente: Secretaría de Energía

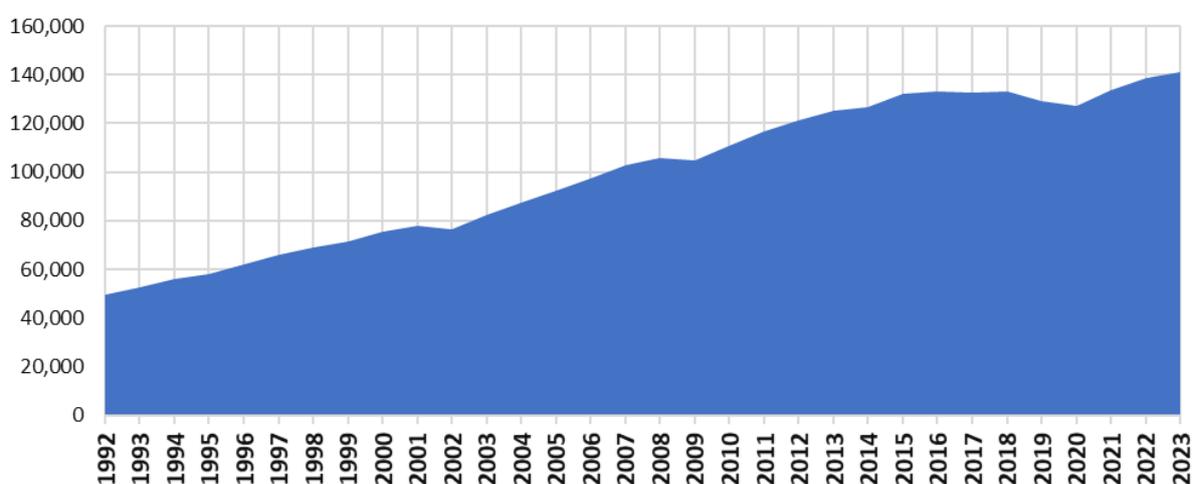
Durante los primeros 15 años del siglo XXI, la alta dependencia de los hidrocarburos y la caída en la producción de gas sumado a una demanda eléctrica en crecimiento constante y una oferta que creció de forma más moderada puso al sistema eléctrico en jaque. Este último operó sin reservas, con un alto riesgo de desabastecimiento ante fenómenos térmicos, niveles máximos de indisponibilidad en el parque generador, cortes programados a industrias, importantes niveles de consumo de combustibles líquidos y necesidad de importar energía eléctrica para asegurar el cubrimiento de los picos de demanda.

No obstante, en la actualidad, el sistema transita una realidad mucho más holgada. El incremento moderado de la demanda -que alcanzó en 2019 niveles similares a los 2014/2015- sumado a una importante incorporación de capacidad instalada (apalancado en los proyectos enmarcados bajo la Res 220/07, la Res 21/16 y la Res 287/18), la penetración de ERNC (por el Programa RenovAr y el MATER) y una mayor disponibilidad de gas natural para generación; resultaron, en una disminución del consumo de combustibles líquidos y carbón mineral.

2. Demanda

La demanda de energía eléctrica en Argentina ha crecido de forma prácticamente ininterrumpida desde la década del 90, salvo contadas excepciones ya que desde 1992, hubo solamente 5 años en los que la demanda disminuyó debido principalmente a crisis locales e internacionales, o eventos de temperatura que se apartan de la media. Otra excepción fue el año 2020, donde la pandemia de Covid-19 y el aislamiento preventivo y obligatorio generó una gran caída en la actividad comercial e industrial, logrando que la demanda de 2020 fuera menor al 2019 y a la de los últimos años. En promedio, durante los últimos casi 60 años ha crecido en alrededor del 3%; crecimiento que se verifica en el período 2002-2019. Durante el año 2021 a causa de la recuperación de la pandemia, la demanda volvió a crecer, superando los niveles pre-pandemia, continuando con esa recuperación y crecimiento en 2022 y 2023.

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA [GWh]

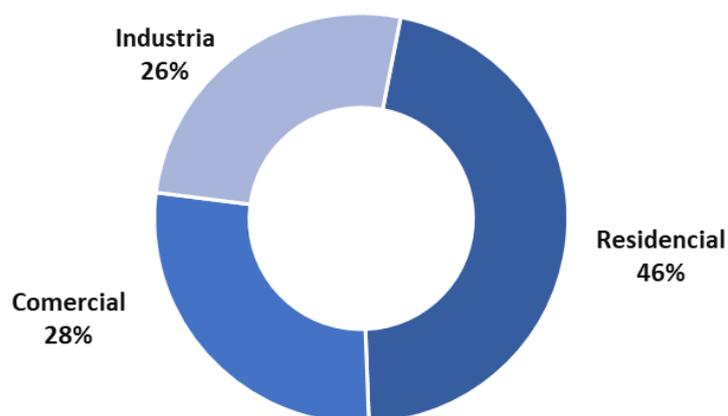


Fuente: CAMMESA

La demanda de energía eléctrica depende, en gran medida, de las condiciones políticas y económicas además de factores estacionales y las tarifas vigentes. Mientras el consumo de los usuarios residenciales (que representa aprox. el 46% del consumo total en el año 2022) está asociado a las temperaturas y las tarifas que deben pagar; el consumo comercial (28%) e industrial (26%) varía principalmente en función del rendimiento de la economía. El año 2023, al igual que el año 2021 y 2022, fue un año de fuerte recuperación tras la gran caída industrial y comercial de 2020 y normalización de las mismas.

El siguiente gráfico muestra la distribución de la demanda de energía en 2023 por tipo de usuario:

DEMANDA POR TIPO DE USUARIO - AÑO 2023 [%]

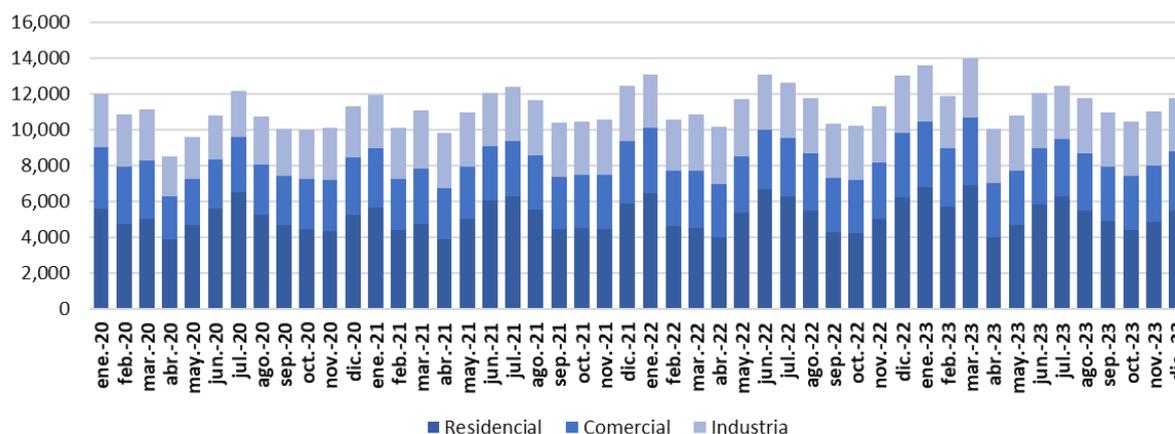


Fuente: CAMMESA

La estacionalidad también tiene un impacto significativo en la demanda de energía eléctrica, con picos de consumo durante el verano y el invierno. El impacto de los cambios estacionales se observa principalmente entre los clientes residenciales y los pequeños clientes comerciales. Los cambios estacionales en la demanda responden al impacto de varios factores climáticos, como la temperatura y la luz natural, que impactan sobre el uso de luminarias, sistemas de calefacción y aires acondicionados.

El impacto de la estacionalidad en la demanda industrial de energía eléctrica es menos pronunciado que en los sectores residencial y comercial por varios motivos. En primer lugar, los diferentes tipos de actividad industrial tienen, por su propia naturaleza, diferentes picos máximos estacionales, de tal modo que el efecto que pueden tener los factores climáticos es más variado. En segundo lugar, los niveles de actividad industrial tienden a verse más afectados por la economía, registrando distintos niveles de intensidad según el sector industrial.

ESTACIONALIDAD DE LA DEMANDA ELECTRICA – AÑOS 2019 / 2023 [MW]



Fuente: CAMMESA

La demanda eléctrica Argentina se divide en regiones que presentan características similares desde el punto de vista de la demanda, de las características socioeconómicas y de la integración de cada subsistema eléctrico. Estas regiones son: (i) la Ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires, (ii) la Provincia de Buenos Aires, (iii) Santa Fe y el noroeste de Buenos Aires, (iv) el centro, (v) el noroeste, (vi) la región de Cuyo, (vii) el noreste, (viii) el Comahue y (ix) la Patagonia.

La demanda se concentra mayormente en el área de la Ciudad de Buenos Aires, la Provincia de Buenos Aires, Santa Fe y el noroeste de Buenos Aires, que reúnen cerca del 60% de la demanda. Si bien las tasas de crecimiento en otras regiones como el noroeste, el Comahue y la Patagonia son superiores a las del resto, no se verificarán cambios significativos en la concentración de la estructura de demanda en el periodo bajo análisis.

Durante febrero de 2024 se verificaron los máximos históricos del consumo de energía eléctrica. El punto máximo de consumo de 29.653 MW se alcanzó el 01 de febrero de 2024 a las 14:48hs, con la particularidad de contar únicamente con 620 MW de reserva térmica para cubrir la seguridad del sistema eléctrico y con una importación de 2.264 MW.

Durante el año 2023 se verificaron los máximos históricos de consumo de energía eléctrica en días sábados y domingos, los días 11 de marzo y 12 de febrero del 2023.

CONSUMO HISTORICOS MÁXIMOS DE DEMANDA

Día	Hábil		Sábado		Domingo	
	POT MW	ENE GWh	POT MW	ENE GWh	POT MW	ENE GWh
Máxima	29653	597,7	27203	559,8	25739	543,6
Fecha	01/02/24	01/02/24	11/03/23	11/03/23	12/02/23	12/02/23
Hora	14:48	-	14:35	-	16:16	-
T° Med Bs.As.	31,5 °C	31,5 °C	32,2 °C	32,2 °C	33,3 °C	33,3 °C

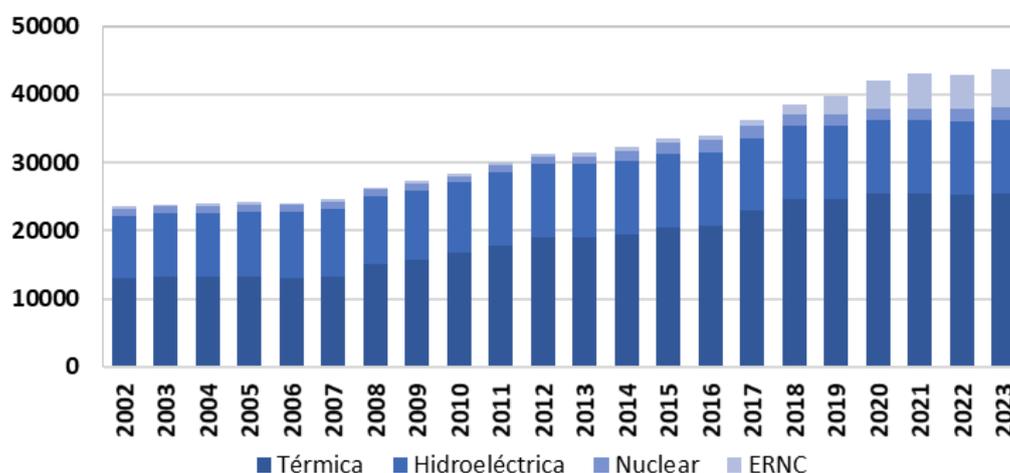
Fuente: CAMMESA

3. Capacidad instalada

Según la información publicada por CAMMESA, la capacidad instalada en Argentina fue de 43.774 MW en diciembre 2023. En las últimas décadas, la capacidad instalada ha crecido principalmente a través de la incorporación de unidades de generación termoeléctrica, principalmente adquiridas bajo contratos con CAMMESA bajo los esquemas Res. 220/07, Res. 21/16 y Res. 287/17; dado que estas requieren menores montos de inversión y plazos más cortos para la puesta en servicio, que otras tecnologías (i.e. hidroeléctrica y nuclear). Sin embargo, en los últimos 4 años (a través del Programa RenovAr y el MATER) las energías renovables no convencionales (ERNC) han comenzado a desarrollarse en el país.

Periodo 2021-2023:

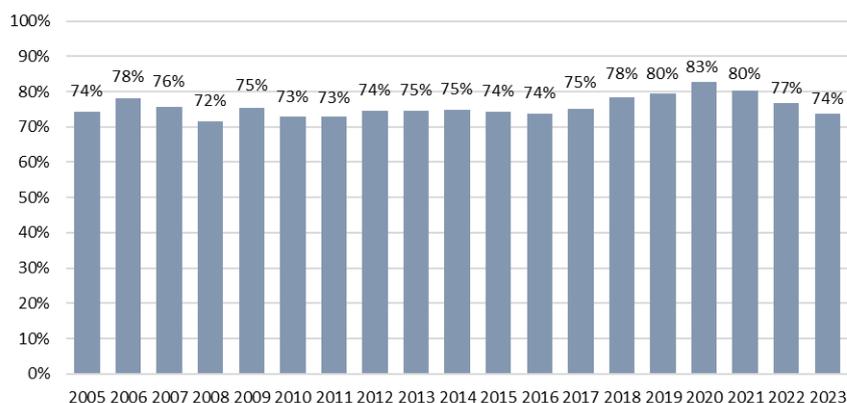
EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA [MW]



Fuente: CAMMESA

Es importante destacar que esta capacidad instalada no es la que efectivamente está disponible. Las centrales térmicas presentan niveles de indisponibilidad que han ido mejorando durante los últimos años tanto por cuestiones técnicas como debido a las señales de precio (i.e. la remuneración de la generación térmica está asociada a la disponibilidad de las plantas). Dados los esfuerzos realizados, la disponibilidad del parque térmico paso de 74% de disponibilidad promedio en 2010-2017 a 79% en 2018-2023.

DISPONIBILIDAD DEL PARQUE TÉRMICO [MW]



Fuente: CMMESA

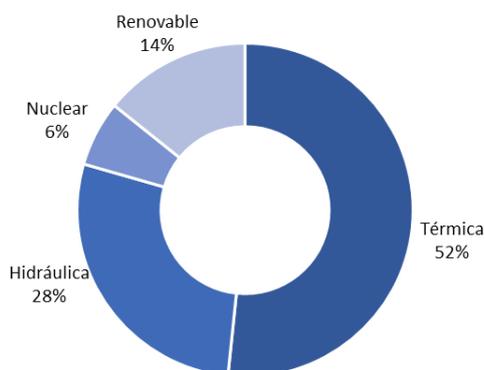
En general, el factor de indisponibilidad de los parques hidroeléctricos en Argentina suele ser poco significativo, a excepción de casos puntuales en los cuales ocurran daños importantes.

Por su parte, el parque nuclear ha registrado índices de indisponibilidad histórica elevados debido a los mantenimientos periódicos a los que debe someterse a las unidades. En particular, la CN Embalse, estuvo indisponible por tres años -desde enero de 2016- mientras se realizaba un mantenimiento mayor. El año 2022 registró un alto nivel de indisponibilidad de las centrales nucleares, especialmente por mantenimientos programados en todas ellas (Atucha I, II y Embalse) y la salida forzada de Atucha II por una rotura en un soporte del reactor, que la dejó fuera de servicio desde octubre 2022 a septiembre 2023. En el año 2023 también se realizó un mantenimiento programado en Atucha I luego de la entrada en servicio de Atucha II, que la dejó indisponible desde septiembre 2023 hasta finales de noviembre 2023.

4. Generación de energía eléctrica

En línea con la capacidad instalada, durante la última década, la generación térmica (aprox. 63% en promedio) fue la principal fuente de energía del sistema eléctrico argentino, seguido por la generación hidroeléctrica (26%), la energía renovable (5%) y la nuclear (5%). El gráfico a continuación muestra los valores para 2022.

GENERACIÓN 2023 [%]

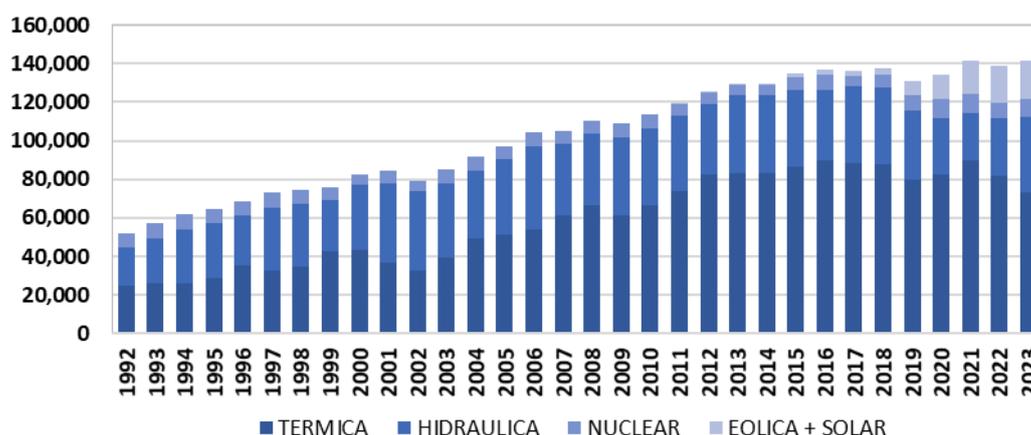


Fuente: CMMESA

Estos valores se han mantenido relativamente constantes desde 2006/2007. No obstante, la generación hidroeléctrica se redujo en los años 2020, 2021 y 2022, pasando de cerca del 33 al 20%, principalmente debido a que fueron años secos, reduciéndose los aportes hidrológicos de los principales ríos, además del mayor

impacto de las energías renovables en la matriz energética argentina. El año 2022 no fue hidrológicamente seco, por lo que el nivel de participación de la energía hidráulica volvió a niveles cercanos a la media, con un 21% de la generación total del año. El año 2023 fue un año con una buena hidrología, que alcanzó a cubrir el 28% de la generación eléctrica del año. Adicionalmente, la generación a través de ERNC ha ido aumentando, considerablemente los últimos años, como consecuencia del ingreso de los proyectos de RenovAr y MATER, que pasaron de pesar menos del 2% en 2017 al 14% en 2023.

EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN [GWh]



Fuente: CMMESA

La generación de ERNC, que surge de las gráficas precedentes, incluye la generación eólica, fotovoltaica, hidroeléctrica renovable (menor a 50 MW de capacidad nominal), y de centrales a biogás y biomasa. Si bien hasta el año 2018 el mayor porcentaje de dicha generación correspondía a la hidráulica menor a 50 MW; dadas las incorporaciones del “Programa RenovAr” y el excelente recurso argentino, en especial los factores de carga medio que en 2022 estuvieron alrededor del 50%, la energía eólica en 2022 representó un 73% de la energía renovable.

En Argentina los principales centros de generación son las regiones de: (i) Buenos Aires-GBA-Litoral y (ii) Comahue que representan más del 62% del total.

En el pasado, la oferta y demanda eléctricas estaban vinculadas a Buenos Aires por medio de un sistema radial. Sin embargo, este sistema presentaba riesgos de inestabilidad en diversas regiones que han experimentado un crecimiento de demanda con generación local insuficiente (por ejemplo, Cuyo, NOA en Salta, Centro y GBA). Por ese motivo, el gobierno argentino sustituyó dicho sistema por uno periférico. En estas últimas décadas, el Estado Nacional ha realizado diversas inversiones para ampliar en forma sustancial el sistema de transmisión eléctrico de 500 kV, entre las que se cuentan el tendido periférico de líneas de alta tensión de 500 kV en las siguientes regiones: (i) NOA-NEA, (ii) Comahue-Cuyo y (iii) Sur de la Patagonia

5. Combustibles para generación

La matriz eléctrica argentina es preponderantemente térmica; por lo cual, el consumo de combustibles tiene gran importancia; tanto por volumen disponible como por su precio. Durante las últimas décadas, se ha podido observar que el uso de combustibles fósiles incrementó el costo medio de generación.

Si bien durante los 90s y parte de la primera década del siglo XXI, el principal combustible de la generación térmica fue el gas natural; a partir de 2007, las restricciones en la oferta de gas natural -primero en invierno y luego durante todo el año-, principalmente provocada por la falta de señales económicas (con tarifas congeladas y precios por debajo de los costos) que resultaron en una reducción de la producción de gas natural y en la necesidad de importar gas y GNL, que se tradujo en un explosivo incremento del consumo de fueloil y gasoil; así como también importaciones de gas de Bolivia, y en alguna ocasión puntual desde Chile, y gas natural licuado.

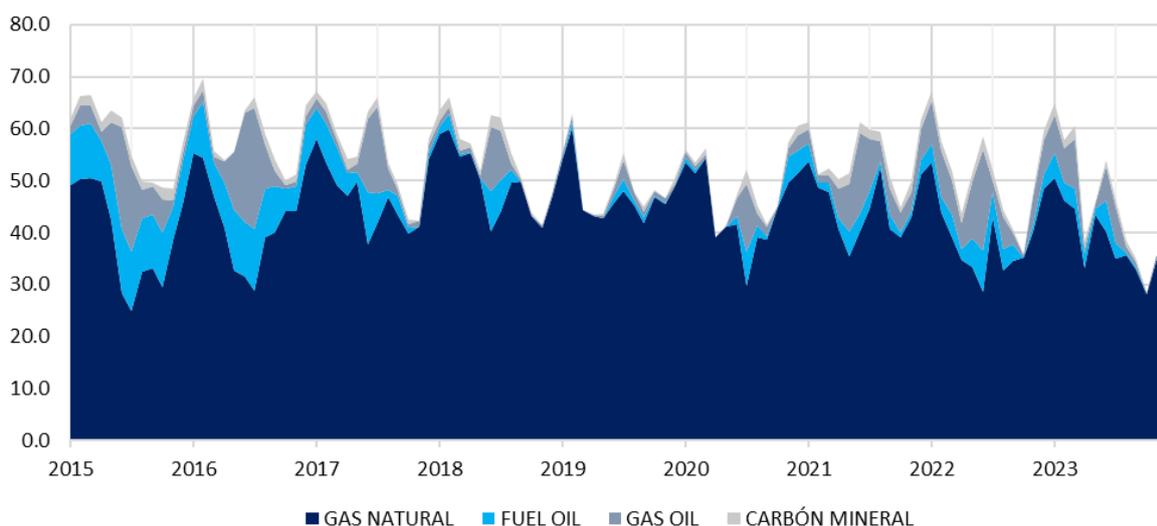
Los precios del petróleo y sus derivados se incrementaron desde 2008 hasta 2014 -salvo en 2009 por la crisis internacional- impactando sobre el precio de la generación eléctrica. Inclusive -en 2015 y 2016 cuando cayó el precio del petróleo y sus derivados- las restricciones de producción local de gas natural continuaron incrementando el uso de combustibles líquidos y gas importado. Durante este período, se observaron los precios máximos de energía históricos, que alcanzaron casi los 80 USD/MWh promedio año.

Sin embargo, como consecuencia de los planes de incentivos a la producción de gas natural (convencional y no convencional) aplicados desde 2015, a partir de mediados de 2018 se comenzó a observar un incremento en la disponibilidad de gas natural. En consecuencia, durante 2019, un año de temperaturas medias/templadas con incremento de generación de ERNC, el consumo de combustibles líquidos fue considerablemente más bajo que los años anteriores y se espera se mantenga en el corto plazo. Durante el año 2020, el consumo de combustibles líquidos aumentó respecto al año 2019, especialmente durante el último semestre del año donde se utilizaron dichos combustibles para generar energía para la exportación a Brasil. Sin embargo, como consecuencia de la caída del precio del petróleo en el segundo semestre de 2020, los precios tanto de los combustibles líquidos, como del gas importado (GNL y Bolivia) presentaron fuertes caídas frente a años anteriores. Durante el año 2021 el consumo y los precios de los combustibles líquidos aumentaron un 76% respecto a 2020 como consecuencia de la menor disponibilidad de gas natural para usinas por la insuficiente capacidad de evacuación en el sistema de transporte de gas.

Debido al conflicto internacional entre Rusia y Ucrania en febrero de 2022, los precios de los combustibles aumentaron a nivel mundial. Esto ocasionó que los costos de importación de combustibles líquidos aumentaran considerablemente, lo que dificultó su obtención. Este incremento de precios del 100% respecto 2021, impactó directamente en el costo de la energía en 2022. La importación de grandes volúmenes de energía desde Brasil a precios menores que los combustibles líquidos fue un sustituto importante, que logró amortiguar de cierta manera el aumento del costo de la energía en Argentina.

Durante el año 2023, los precios de los combustibles cayeron considerablemente respecto al 2022, aproximándose poco a poco a valores históricos, anteriores al conflicto internacional entre Rusia y Ucrania. El hecho de que el año 2023 haya sido un año con una mejor hidrología permitió una mayor importación de energía proveniente de excedentes hidroeléctricos desde Brasil, reemplazando energía térmica local de mayor costo y generando un beneficio para el sistema.

EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE [Mm3/día gas natural equivalente]



Fuente: CAMMESA

DIRECTORES, GERENCIA DE LA PRIMERA LÍNEA Y EMPLEADOS

El Directorio

Véase “*Datos sobre directores, gerencia de primera línea, asesores y miembros del órgano de fiscalización – El Directorio*” del presente Prospecto.

Prácticas del Directorio

De acuerdo con lo establecido en la Ley General de Sociedades, 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 nosotros, nuestros accionistas y terceros por el incumplimiento de sus deberes, por la violación de la ley o de nuestro estatuto social y otras regulaciones aplicables y por los daños y perjuicios causados por su dolo, abuso de facultades o culpa. Nuestro estatuto social, las regulaciones aplicables y las resoluciones de las asambleas de accionistas pueden asignar deberes específicos a un director. En tales casos, la imputación de responsabilidad de un director se hará atendiendo a su actuación individual siempre que su designación y asignación de funciones resuelta por asamblea estuviera inscrita en la Inspección General de Justicia.

Únicamente los accionistas a través de una asamblea de accionistas podrán autorizar a los directores para participar en actividades que están en competencia con nuestras actividades. Se autorizan las transacciones o los contratos celebrados entre directores e YPF Luz, en la medida en que se realicen en condiciones justas de mercado. Si nuestros accionistas no hubiesen aprobado la transacción relevante, los directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora que aprobaron dicha transacción serán solidaria e ilimitadamente responsables por cualquier daño y perjuicio causado a nosotros.

Un director con intereses personales que fueran contrarios a los nuestros con relación a cualquier materia deberá notificarlo al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora y se abstendrá de votar sobre esas cuestiones. De lo contrario, dicho director será responsable hacia nosotros.

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 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.

Conforme a las Normas de la CNV, se entenderá como “independiente” a aquel director cuya principal relación material con la emisora sea su cargo en el órgano de administración en el que se desempeña. Este, será designado teniendo en cuenta su trayectoria profesional, idoneidad, conocimientos calificados, independencia de criterio, económica y de intereses, considerando además que pueda desempeñar sus funciones de forma objetiva e imparcial. Asimismo, se entenderá que un miembro del órgano de administración no reúne la condición de independiente, cuando se den una o más de las siguientes circunstancias:

- Sea también miembro del órgano de administración de la controlante u otra sociedad perteneciente al mismo grupo económico de la emisora, por una relación existente al momento de su elección o que hubiere cesado durante los 3 años inmediatamente anteriores.
- Esté vinculado a la emisora o a los accionistas de ésta que tengan en ella en forma directa o indirecta “participaciones significativas” o con sociedades en las que estos también tengan en forma directa o indirecta “participaciones significativas”, o si estuvo vinculado a ellas por una relación de dependencia durante los últimos 3 años.
- Tenga relaciones profesionales o pertenezca a una sociedad o asociación profesional que mantenga relaciones profesionales con habitualidad y de una 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 emisora o los accionistas de ésta que tengan en ella en forma directa o indirecta “participaciones significativas”, o con sociedades en las que estos también tengan en forma

directa o indirecta “participaciones significativas”. Esta prohibición abarca a las relaciones profesionales y pertenencia durante los últimos 3 años anteriores a la designación como director.

- En forma directa o indirecta, sea titular del 5% o más de acciones con derecho a voto y/o del capital social en la emisora o en una sociedad que tenga en ella una “participación significativa”.
- En forma directa o indirecta, venda y/o provea bienes y/o servicios -distintos a los previstos en el inciso c)- de forma habitual y de una naturaleza y volumen relevante a la emisora o a los accionistas de esta que tengan en ella en forma directa o indirecta “participaciones significativas”, por importes sustancialmente superiores a los percibidos como compensación por sus funciones como integrante del órgano de administración. Esta prohibición abarca a las relaciones comerciales que se efectúen durante los últimos 3 años anteriores a la designación como director.
- Haya sido director, gerente, administrador o ejecutivo principal de organizaciones sin fines de lucro que hayan recibido fondos, por importes superiores a los descriptos en el inciso l) del artículo 12 de la Resolución UIF N° 30/2011 y sus modificatorias, de la sociedad, su controlante y demás sociedades del grupo del que ella forma parte, así como de los ejecutivos principales de cualquiera de ellas.
- Reciba algún pago, incluyendo la participación en planes o esquemas de opciones sobre acciones, por parte de la sociedad o de las sociedades de su mismo grupo, distintos a los honorarios a recibir en virtud de su función de director, salvo los dividendos que le correspondan en su calidad de accionista en los términos del inciso d) y el correspondiente a la contraprestación enunciada en el inciso e).
- Se haya desempeñado como director en la emisora, su controlante u otra sociedad perteneciente al mismo grupo económico por más de 10 años. La condición de director independiente se recobrará luego de haber transcurrido como mínimo 3 años desde el cese de su cargo como director.
- Sea cónyuge o conviviente reconocido legalmente, pariente hasta el tercer grado de consanguinidad o segundo grado de afinidad de individuos que, de integrar el órgano de administración, no reunirían las condiciones de independencia establecidas en esta reglamentación.

A la fecha de este Prospecto, la Sociedad no cuenta con directores que revisten la condición de independientes bajo los criterios descritos anteriormente.

Remuneración de los miembros del Directorio y Comisión Fiscalizadora

La Ley General de Sociedades dispone que la remuneración total pagada a los miembros del Directorio (incluidos los directores que actúan en carácter ejecutivo) y de la Comisión Fiscalizadora con respecto a un ejercicio económico no puede exceder el 5% del resultado neto de dicho ejercicio si no se distribuyeran dividendos sobre dicho resultado neto siendo este límite aumentado hasta un 25% de las ganancias, basado en el monto de dividendos, si fuesen pagados. La remuneración del presidente y de los demás directores que actuaran en carácter ejecutivo, junto con la remuneración de la totalidad de los directores y los miembros de la Comisión Fiscalizadora, requiere aprobación de una Asamblea General Ordinaria de Accionistas según lo dispuesto por la ley argentina. Cuando el ejercicio de comisiones especiales o de funciones técnico-administrativas por parte de uno o más directores, frente a lo reducido o a la inexistencia de ganancias excedan los límites prefijados, sólo podrán hacerse efectivas tales remuneraciones 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.

Para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, el 31 de diciembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021, los miembros del Directorio de YPF Luz han renunciado a percibir honorarios por el ejercicio de sus cargos. En 2023, 2022 y 2021 la Comisión Fiscalizadora ha renunciado a percibir honorarios por el ejercicio de sus cargos.

Los directores de YPF Luz no tienen ningún contrato de servicios con YPF Luz que implique el pago de compensaciones distintas a las mencionadas previamente por el cumplimiento de sus funciones en la Sociedad.

Empleados

Nuestra fuerza de trabajo consiste en personal permanente y temporario el cual, al 31 de diciembre de 2023, 2022, 2021, de acuerdo a información interna de la Sociedad, fue de 390, 366 y 353, empleados respectivamente. Nuestro equipo está formado por sólidos profesionales, técnicos y especialistas con experiencia en la industria de generación.

Aproximadamente el 50% de este personal ocupa posiciones fuera de convenio, mientras que el 50% restante está encuadrado en los siguientes gremios según corresponda su función y zona geográfica, a saber: i) Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza (FATLyF); ii) Sindicato de Luz y Fuerza de Capital Federal (LyF Cap.); iii) Sindicato Regional de Luz y Fuerza de la Patagonia (LyF Pat); iv) Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y la Energía (APUAYE); v) Asociación del Personal Jerárquico del Agua y la Energía (APJAE); y vi) Asociación del Personal Superior de Empresas de Energía (APSEE).

En el siguiente cuadro (cuadro 1) se detalla la apertura de la plantilla por zona geográfica y encuadre gremial al 31 de diciembre de 2023. Vale mencionar que a la fecha se mantienen excelentes relaciones con cada uno de los representantes gremiales logrando el contexto necesario para asegurar la productividad y eficiencia en nuestras operaciones.

Encuadre / Zona	Tucumán	Capital Federal	Buenos Aires	Los Teros	Neuquén	Chubut	Total
Fuera de convenio	27	137	14	2	13	14	206
Dentro de convenio	99	5	34	3	24	18	184
Total	126	142	48	5	37	32	390

En el siguiente cuadro se detalla la clasificación del personal de la Sociedad en orden a sus posiciones vigentes al 31 de diciembre de 2023.

Área	Cantidad de personas
Gerencia	34
Jefatura/Supervisión	45
Coordinación/Supervisión	71
Profesionales/Analistas/Operarios	158
Técnicos	82
Total	390

La cantidad de empleados propios de la Sociedad a la fecha de emisión de este Prospecto totaliza 395 personas distribuidas entre todas las operaciones de la Sociedad ubicadas en El Bracho (Provincia de Tucumán), Loma Campana (Provincia de Neuquén), Manantiales Behr (Provincia de Chubut), La Plata (Provincia de Buenos Aires), Los Teros, Azul (Provincia de Buenos Aires) y en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Sociedad considera que el desarrollo profesional de cada empleado es un pilar clave de crecimiento organizacional sostenido. En este sentido, y para mantener en alto nivel el compromiso y la motivación del personal, contamos con programas de formación técnica y genérica, de idioma, programas de gestión de liderazgo, así como también oportunidades de movilidad. Proveemos los medios necesarios para el aprendizaje continuo de nuestra gente mediante la formación integral y el acompañamiento en cada etapa de su desarrollo, fomentando la visión global del negocio y una cultura orientada hacia los resultados.

Contamos con una serie de beneficios corporativos para alcanzar las necesidades de todo nuestro personal y acompañarlo en las diferentes etapas de su vida personal y profesional.

ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Accionistas principales

A la fecha de emisión de este Prospecto, nuestro capital social es de Ps. 3.747.070.355 representado por 2.810.302.991 acciones ordinarias Clase A, escriturales, con derecho a 1 voto por acción y de valor nominal Ps. 1 cada una y 936.767.364 acciones ordinarias Clase B, escriturales, con derecho a 1 voto por acción y de valor nominal Ps. 1 cada una.

A la fecha de emisión de este Prospecto los accionistas titulares de más de un 5% de nuestro capital social son los siguientes:

	Cantidad de Acciones	(%)
Accionistas Clase A:		
YPF	2.723.826.879	72,69218%
Accionistas Clase B:		
GE EFS	936.767.364	24,99999%

Las acciones Clase A y acciones Clase B de la Sociedad tienen los mismos derechos de voto, distribución y liquidación, sujeto a los términos del Acuerdo de Accionistas de la Sociedad.

Prenda de acciones de la Compañía

Con fecha 12 de febrero de 2021, YPF S.A. ha gravado 1.873.535.178 acciones ordinarias escriturales Clase A de la Compañía con un derecho real de prenda en primer grado de privilegio a favor de la Sucursal Citibank N.A., establecida en la República Argentina, como agente de la garantía y en beneficio de ciertos beneficiarios, en virtud del Contrato de Prenda de Acciones y Cesión Fiduciaria con fines de Garantía celebrado por YPF S.A. el 12 de febrero de 2021. La mencionada cantidad de acciones son representativas del 50% del capital social y 50% de los votos de la Compañía. Dicha Prenda de Acciones estará sujeta a lo dispuesto por el estatuto y el Acuerdo de Accionistas de la Compañía. YPF es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República Argentina, cuyo 51% es de propiedad del Estado Nacional – MEyM.

YPF SA es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República Argentina, y tiene domicilio legal en Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina, siendo su actividad principal el estudio, exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos y demás minerales, como asimismo, la industrialización, transporte y comercialización de estos productos y sus derivados, incluyendo también productos petroquímicos, y químicos y combustibles de origen no fósil, biocombustibles y sus componentes, la generación de energía eléctrica a partir de hidrocarburos, la prestación de servicios de telecomunicaciones, así como también la producción, industrialización, procesamiento, comercialización, servicios de acondicionamiento, transporte y acopio de granos y sus derivados.

GE EFS es una sociedad de responsabilidad limitada constituida bajo las leyes de los Países. El 100% del capital social de GE EFS es de titularidad de BNR Infrastructure Investment Partnership L.P. ("BNR"), un fondo de inversión, cuyos socios son, respectivamente, subsidiarias de General Electric Company y Silk Road Fund Co., Ltd. General Electric Company es titular indirectamente del 50% de los derechos económicos de BNR y Silk Road Fund Co. Ltd es titular indirectamente del otro 50% de los derechos económicos de BNR. General Electric Company, a través de sus afiliadas, es la administradora de BNR.

GE EFS no está sujeta a restricción o prohibición legal alguna en los Países Bajos para desarrollar sus negocios en el lugar de su constitución, con excepción de las restricciones generalmente aplicables a todas las compañías en los Países Bajos.

Acuerdo de Accionistas

El 20 de marzo 2018 la Sociedad y todos sus accionistas celebraron el Acuerdo de Accionistas vigente a la fecha de emisión de este Prospecto. Adicionalmente, todos los accionistas actuales de la Sociedad son parte del Acuerdo de Accionistas.

El Acuerdo de Accionistas se rige por las leyes del Estado de Nueva York, sin que resulten de aplicación los principios de reenvío que podrían resultar en la aplicación de cualquier otra ley.

En caso de disputas bajo el Acuerdo de Accionistas las mismas se deberán someter a un arbitraje bajo las reglas de la Cámara de Comercio Internacional ante un panel arbitral compuesto por 3 árbitros.

Asambleas de accionistas

Para más información véase “*Información Adicional*” “*Asambleas de accionistas*” de este Prospecto.

Transferencia de acciones

La disposición, directa o indirectamente, de derechos políticos y/o económicos respecto de acciones, títulos, opciones o derechos (convertibles o no en acciones de la Sociedad) emitidos por la Sociedad que pretenda ser realizada por accionistas directos o indirectos de la Sociedad estará restringida en el Acuerdo de Accionistas.

Dichas restricciones incluyen al derecho de primera oferta y el derecho de venta conjunta. Los términos de dichas restricciones han sido incluidos en los artículos Noveno y Décimo del estatuto social.

Las restricciones aludidas no resultan de aplicación en ciertos supuestos (tal como la transferencia a Afiliadas).

Ninguno de los accionistas de la Sociedad podrá Transferir Participaciones Sociales, y los accionistas acuerdan que no podrán Transferirse Participaciones Sociales Indirectas, total o parcialmente, sin el consentimiento de los restantes accionistas durante el Período de Restricción.

Dichas restricciones incluyen al derecho de primera oferta y el derecho de venta conjunta. Los términos de dichas restricciones han sido incluidos en los artículos Noveno y Décimo del estatuto social.

Las restricciones aludidas no resultan de aplicación en ciertos supuestos (tal como la transferencia a Afiliadas).

Suministro preferencial

En tanto los términos aplicables al suministro en cuestión sean de mercado, sean en el mejor interés de la Sociedad y se cumplan las restantes condiciones previstas en el Acuerdo de Accionistas:

- GE tendrá el derecho preferente de suministrar a la Sociedad equipamiento (y servicios de mantenimiento del mismo) fabricado o garantizado por GE;
- YPF tendrá el derecho preferente de suministrar gas natural para las centrales de generación térmica de la Sociedad y sus subsidiarias; y
 - AESA tendrá el derecho preferente de proveer servicios EPC a la Sociedad y sus subsidiarias.

No competencia y oportunidades de negocios

Con excepción de limitadas excepciones, ninguno de los accionistas de la Sociedad podrá ser ni participar en cualquier competidor de la Sociedad o titular de activos que compitan con aquellos de la Sociedad.

Asimismo, sujeto a los términos específicos del Acuerdo de Accionistas, en caso de que cualquier accionista de la Sociedad tuviera la intención de desarrollar en Argentina una oportunidad de negocio vinculada a la generación o transmisión de energía deberá comunicarlo a los restantes accionistas para determinar si la oportunidad será desarrollada por la Sociedad.

Transacciones con partes relacionadas

El siguiente es un breve resumen de ciertos arreglos, acuerdos y transacciones materiales que tenemos con partes relacionadas. También realizamos otras transacciones con partes relacionadas que no consideramos materiales.

Cabe resaltar que, de conformidad con lo previsto en el Acuerdo de Accionistas, siempre que una Clase de Acciones posea más del 24,5% del capital social de la Compañía, las transacciones que realicemos con partes relacionadas requieren la aprobación de al menos un director designado por dicha Clase de Acciones.

Hemos realizado y, en el futuro, podemos realizar transacciones con partes relacionadas. Creemos que cualquier transacción u operación con partes relacionadas que celebremos en el pasado se realizaron de acuerdo con la actividad ordinaria comercial, con el principio de igualdad de condiciones y con prácticas del mercado usuales. Conforme a los términos del pacto de accionistas celebrado entre nosotros, YPF y General Electric, AESA tiene

un derecho preferencial para proveernos con servicios EPC, General Electric tiene un derecho preferencial para proveernos turbinas, generadores y otro material (y proveer servicios de mantenimiento en el respecto de ello) e YPF tiene un derecho preferencial para proveernos con gas natural a ser usado en nuestras plantas de energía térmica, en cada caso, siempre que tales ventas y servicios se realizan de acuerdo con el principio de igualdad de condiciones y conforme con nuestro mayor interés.

Nuestras transacciones con partes relacionadas se detallan en la Nota 32 a nuestros Estados Financieros Consolidados auditados al 31 de diciembre de 2023. A continuación, una breve descripción de nuestras transacciones con partes relacionadas más relevantes:

Venta de electricidad a CAMMESA

Celebramos PPAs con CAMMESA para nuestras plantas en operación y para nuestros proyectos. Adicionalmente, proveemos energía a CAMMESA en el marco de la Resolución N° 826/2022.

CAMMESA es nuestro principal comprador de energía. El siguiente cuadro presenta el importe de los saldos al de diciembre de 2023, 2022 y 2021 y de las transacciones realizadas durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 con CAMMESA.

		Créditos por ventas	Otros Créditos (Corrientes)	Otros Créditos (No Corrientes)
		(cifras expresadas en miles de pesos)		
CAMMESA	31.12.2023	49.536.788	7.805.516	25.124.680
	31.12.2022	15.175.255	-	-
	31.12.2021	6.503.954	-	-
		Ingresos	Compras y Servicios	Intereses ganados
		(cifras expresadas en miles de pesos)		
CAMMESA	31.12.2023	99.233.526	152.378	10.691.506
	31.12.2022	39.305.759	206.414	1.981.860
	31.12.2021	28.685.183	177.655	1.211.000

PPAs y otros acuerdos de servicios con YPF

Celebramos PPAs y otros acuerdos de servicio con YPF para la provisión o generación de energía eléctrica y otros servicios vinculados, para más información véase la sección "*Información sobre la Emisora*".

Acuerdo de licencia con YPF

Celebramos un acuerdo de licencia con YPF, con fecha 13 de marzo de 2018, para el uso, entre otros, de "YPF Luz" e "YPF". El acuerdo es para el uso exclusivo de tales marcas, sin cargo y tiene un plazo de cinco años y se extiende automáticamente anualmente a menos que demos aviso 30 días antes de la fecha de terminación.

Acuerdo de relación con YPF

Celebramos un acuerdo de relación con YPF con fecha febrero de 2023 para la provisión de ciertos servicios por parte de YPF. Conforme al acuerdo de relación, tenemos la opción de solicitarle a YPF la provisión de servicios de recursos humanos, tecnología de información, relaciones públicas, CMASS y otros servicios administrativos. La prestación de cualquier servicio se puede rescindir a nuestra opción y sin penalidades previa notificación con 30 días de antelación.

Acuerdos de suministro con General Electric

Con fecha 16 de febrero de 2017 aceptamos la carta oferta para la provisión de servicios de EPC de GE, para el diseño y la construcción de nuestra planta El Bracho TV. Este acuerdo EPC es un acuerdo de llave en mano e incluyó la provisión de la turbina de vapor. De conformidad con los términos de dicha carta, General Electric

diseñó, construyó e instaló la turbina de vapor para completar el Ciclo Combinado de El Bracho. Según lo establecido en el acuerdo, el monto total a pagar a General Electric fue de aproximadamente US\$ 273.677.000. Dicho monto se pagó en cuotas a medida que se fueron completando ciertas etapas del proyecto. Conforme a los términos del acuerdo, General Electric otorgó una garantía técnica hasta la aprobación definitiva de la planta y adicionalmente, se establecieron penalidades por el atraso en la entrega de la central en la fecha establecida. Con fecha 23 de octubre de 2020 CAMMESA otorgó la habilitación comercial de la Turbina de Vapor N° 1 de la Central Térmica El Bracho hasta una potencia máxima total de 199 MW. La Turbina de Vapor N°1 completa el ciclo combinado de El Bracho, en Tucumán, y agrega 199 MW de capacidad instalada a la turbina de gas a ciclo abierto de alta eficiencia inaugurada en 2018. De esta manera el Ciclo Combinado completo alcanzará una potencia combinada total de 473 MW.

Celebramos un acuerdo de suministro con General Electric aceptando su carta de oferta de fecha 29 de diciembre de 2017, para la adquisición de una turbina de gas junto con su correspondiente generador de energía y un generador de vapor de recuperación de calor para La Plata Cogeneración II. De conformidad con los términos de dicho acuerdo, General Electric proveyó la turbina de gas y demás equipamiento FOB Puerto de Exportación el día 15 de mayo de 2019, mientras que la instalación estuvo a cargo de la empresa AESA. EL Contrato previó multas por demora en la entrega de los equipos, así como sanciones por incumplimiento de la garantía de performance de los mismos. Con fecha 27 de octubre de 2020, CAMMESA otorgó la habilitación comercial hasta una potencia máxima total de 89,2 MW, del Agente Cogenerador YPF Energía Eléctrica S.A.

Por ambos contratos se otorgaron garantías, y se acordó la presentación de servicios suplementarios habituales y demás equipamiento para instalar, operar y mantener las turbinas adquiridas a General Electric.

Hemos celebrado diversos contratos de Operación y Mantenimiento (contratos de O&M) con General Electric para la prestación de ciertos servicios relacionados con el mantenimiento de ciertas turbinas ubicadas en las plantas San Miguel de Tucumán, Tucumán, Loma Campana I, Loma Campana II, El Bracho TG y TV y La Plata Cogeneración I y II. De conformidad con los términos de estos contratos, General Electric nos proporciona el soporte técnico relacionado a la operación y mantenimiento de dichas turbinas, se encarga del mantenimiento de las mismas y, en ciertos casos, suministra los repuestos necesarios para su correcto mantenimiento. Como retribución para estos servicios, YPF Luz le paga a General Electric (i) un monto fijo mensual por cada contrato y por cada turbina sobre la cual General Electric proporcionará sus servicios; y (ii) una tasa variable equivalente a una cierta cantidad de horas de producción de cada turbina. Los contratos de O&M con General Electric tienen un plazo de finalización anticipado relacionado a cierto plazo (generalmente de entre 10 y 12 años dependiendo de la tecnología y la antigüedad de las turbinas que cubra cada contrato) o a un cierto monto equivalente a una cierta cantidad de horas de producción de las turbinas. Bajo algunos contratos de O&M, General Electric garantiza, siempre y cuando cumplamos con los términos y condiciones establecidos, una disponibilidad mínima de las turbinas.

YPF Luz aceptó la oferta de General Electric de fecha 25 de junio 2018 y del 4 de julio 2018, relacionada con el suministro de 32 aerogeneradores y sus respectivos montajes y puesta en marcha para la construcción de un parque eólico por una potencia de 123MW situado en Los Teros I, Localidad Azul, Provincia de Buenos Aires, Argentina. Este contrato reviste la modalidad de un contrato llave en mano. De conformidad con los términos de dicho contrato, General Electric diseñó, construyó, suministró e instaló los aerogeneradores del parque eólico. El monto pagado a General Electric por la provisión y suministro de los aerogeneradores como para el montaje y puesta en marcha del parque eólico fue de aproximadamente US\$ 138.648.699. El precio se pagó mediante una modalidad mixta de: (i) hitos, en lo relacionado a la provisión y suministro de los aerogeneradores y sus equipos auxiliares; y (ii) por certificación de avance de obra en lo relativo al montaje y puesta en marcha de los mismos. Conforme a los términos del contrato, General Electric otorgó una garantía técnica de la obra y de los aerogeneradores hasta nuestra aprobación definitiva de la planta. Se establecieron penalidades por el atraso en la entrega del parque eólico en las fechas establecidas. Con fecha 17 de septiembre de 2020, CAMMESA otorgó la habilitación comercial (COD) de 99,58 MW correspondientes a 26 aerogeneradores. Posteriormente se obtuvo la habilitación comercial de los restantes aerogeneradores que completan PELT I, de modo de alcanzar una potencia total de 123 MW.

YPF Luz aceptó la oferta de General Electric de fecha 27 de febrero de 2019 relacionada con el suministro de 29 aerogeneradores, sus respectivos montajes y puesta en marcha, juntamente con todas las obras para la construcción de un parque eólico por una potencia de 123 MW denominado Cañadón León y situado en la Provincia de Chubut, Argentina. Este contrato reviste la modalidad de un contrato llave en mano. De

conformidad con los términos de dicho contrato, General Electric diseñó, construyó, suministró e instaló los aerogeneradores del parque eólico. El monto pagado a General Electric por la provisión y suministro de los aerogeneradores como para ejecución de obra, el montaje y puesta en marcha del parque eólico fue de aproximadamente US\$ 135.804.223. El precio se pagó mediante una modalidad mixta de: (i) hitos, en lo relacionado a la provisión y suministro de los aerogeneradores y sus equipos auxiliares; y (ii) por certificación de avance de obra en lo relativo a la ejecución de obra, montaje y puesta en marcha de estos. Conforme a los términos del contrato, General Electric otorgó una garantía técnica de la obra y una garantía técnica y de performance de los aerogeneradores hasta nuestra aprobación definitiva de la planta. Se establecieron penalidades si el parque eólico no se entregaba en las fechas establecidas. Según lo descripto en la sección “Información de la emisora – Generación de energías renovables en construcción”, el 8 de enero de 2021, GESA notificó a LDL la resolución del Contrato de Obra por supuesto incumplimiento esencial y deliberado del Contrato de Obra por parte de LDL Con fecha 15 de diciembre, CAMMESA otorgó la habilitación comercial (COD) de 101,5 MW correspondientes a 23 aerogeneradores. Posteriormente, se obtuvo la habilitación comercial de los restantes aerogeneradores que completan PECL, de modo de alcanzar una potencia total de 123 MW

Con fecha 7 de febrero de 2020 YPF Luz aceptó la oferta de General Electric relacionada con el suministro de 13 aerogeneradores y sus respectivos montajes y puesta en marcha para la construcción de un parque eólico por una potencia de 52 MW denominado Los Teros II y situado en la localidad de Azul, Provincia de Buenos Aires, Argentina. El contrato previó el suministro de equipos y la ejecución del montaje, comisionado y puesta en marcha, excluyendo la ejecución de obras civiles o electromecánicas vinculadas al balance de planta o “BOP” (las cuales están a cargo de otros proveedores). El monto pagado a General Electric por la provisión y suministro de los aerogeneradores como el montaje y puesta en marcha del parque eólico fue de aproximadamente US\$ 43.386.291. El precio se pagó según el cumplimiento de una serie de hitos dispuesto en el contrato. Conforme a los términos del contrato, General Electric otorgó una garantía técnica y de performance de los aerogeneradores hasta nuestra aprobación definitiva de la planta. Se establecieron penalidades si el parque eólico no se entregaba en las fechas establecidas. Con fecha 14 de mayo de 2021, CAMMESA otorgó la habilitación comercial (COD) de 20,15MW correspondientes a 5 aerogeneradores. Posteriormente, se obtuvo la habilitación comercial de los restantes aerogeneradores que completan PELT II, de modo de alcanzar una potencia total de 52 MW.

YPF Luz celebró con General Electric diversos contratos de mantenimiento para los parques eólicos Los Teros I, Los Teros II y Cañadón León, a partir de la aceptación por parte de YPF Luz de las Ofertas de General Electric de fecha 27 de junio de 2019 y 6 de febrero de 2020. De conformidad con los términos de estos contratos, General Electric proporciona a YPF Luz el soporte técnico relacionado con el mantenimiento de los aerogeneradores y ciertos componentes auxiliares y, en ciertos casos, suministra los repuestos necesarios para su correcto mantenimiento. Como retribución para estos servicios YPF Luz le paga a General Electric una cuota trimestral por aerogenerador que cubre e incluye todos los servicios y provisiones que brinde General Electric bajo dichos contratos. Cada uno de dichos contratos posee una extensión de 10 años contados a partir de la fecha COD de cada uno de los parques. Conforme a los términos de los contratos General Electric otorga una garantía de disponibilidad basada en producción de los aerogeneradores, sujeto al cumplimiento de ciertos parámetros establecidos en el contrato.

Con fecha 31 de marzo de 2021, nuestra compañía subsidiaria CDS firmó dos acuerdos con GE para la ampliación de alcance a los servicios y repuestos ya contratados para la Inspección C07, consistente en la incorporación de un upgrade en las turbinas de gas del ciclo combinado con la tecnología denominada High Efficiency (HE), por un monto adicional de US\$14,5 millones, es decir, totalizando la inspección C07 en US\$ 89.7 millones. Y el contrato de la inspección C08 prevista para llevarse a cabo en el año 2026, por un monto de US\$ 51 millones

Acuerdos de préstamo con General Electric

Con fecha 27 de febrero de 2023, la Sociedad celebró con GE EFS Power Investments B.V. (en adelante “GE EFS”) un contrato de préstamo por US\$ 7,3 millones, con una tasa de interés efectiva del 0% y con vencimiento el 16 de diciembre de 2023. Con fecha 15 de diciembre de 2023 la Compañía y GE EFS acordaron prorrogar el plazo de vencimiento por hasta el 31 de diciembre de 2024.

Con fecha 30 de junio de 2023, la Sociedad celebró un nuevo contrato de préstamo con GE EFS por US\$ 10,7 millones, con una tasa de interés efectiva del 0% y con vencimiento el 30 de junio de 2025.

Garantía de YPF

En relación con el contrato de préstamo con IIC, el 2 de diciembre de 2016 YPF celebró un contrato de garantía con IIC en virtud del cual YPF otorgó una garantía incondicional e irrevocable a favor de IIC para todas las obligaciones de pago de YPF Luz bajo los términos del contrato de préstamo. En virtud de esta garantía, desde el 20 de marzo de 2018, comenzamos, de acuerdo a los términos y condiciones de dicho contrato, a pagarle a YPF una tasa equivalente al 1,5% del monto de capital pendiente de pago.

INFORMACIÓN ADICIONAL

Descripción del capital social

A continuación, se da información sobre nuestro capital social, con breves resúmenes de algunas disposiciones de nuestros estatutos, de la Ley General de Sociedades y algunas leyes y reglamentos vinculados, vigentes a la fecha de publicación del 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 Ley General de Sociedades y las disposiciones de las demás leyes y reglamentos argentinos aplicables, entre ellas las Normas de la CNV.

A la fecha de emisión de este Prospecto es de Ps. 3.747.070.355 representado por: (i) 2.810.302.991 acciones ordinarias Clase A, escriturales, con derecho a 1 voto por acción y de valor nominal Ps. 1 cada una; y (ii) 936.767.364 acciones ordinarias Clase B, escriturales, con derecho a 1 voto por acción y de valor nominal Ps. 1 cada una.

Cada una de las acciones ordinarias Clase "A" y Clase "B" de la Sociedad confiere derecho a 1 voto por acción.

Las acciones de la Sociedad no se encuentran admitidas al régimen de oferta pública.

No existen compromisos de los accionistas o de terceros para aumentar el capital social de la Sociedad.

Evolución del capital social

Accionistas	Al 5 de julio de 2013	Al 26 de mayo de 2017	Al 12 de enero de 2018	Al 20 de marzo de 2018	A la fecha del Prospecto	Porcentajes
YPF	28.506.213	2.420.079.783	2.723.826.879	2.723.826.879	2.723.826.879	72,69218
OPESSA	1.500.327	86.476.112	86.476.112	86.476.112	86.476.112	2,30783
GE EFS	-	-	-	936.767.364	936.767.364	24,99999
Total	30.006.540	2.506.555.895	2.810.302.991	3.747.070.355	3.747.070.355	100,00000

Accionistas

YPF es titular de en 2.723.826.879 acciones ordinarias Clase A, escriturales, con derecho a 1 voto por acción y de valor nominal \$1 cada una, las cuales representan el 72,69% del capital social y de los votos de la Sociedad.

Operadora de Estaciones de Servicios S.A. es titular de 86.476.112 acciones ordinarias Clase A, escriturales, con derecho a 1 voto por acción y de valor nominal \$1 cada una, las cuales representan el 2,31% del capital social y de los votos de la Sociedad.

GE EFS es titular de 936.767.364 acciones ordinarias escriturales clase B, de valor nominal \$1 (un Peso) por acción y con derecho a 1 voto cada una, las cuales representan en conjunto aproximadamente el 24,99% del capital social y de los votos de la Sociedad.

Para más información véase "Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas" de este Prospecto.

Acta Constitutiva y Estatuto

Constitución e inscripción

Durante la Asamblea General Extraordinaria de Pluspetrol Energy S.A. celebrada el día 5 de junio de 2013, sus accionistas YPF y Pluspetrol Resources Corporation B.V. aprobaron la reorganización societaria de Pluspetrol Energy S.A., mediante la escisión previsto en el Capítulo I, Sección XI de la Ley General de Sociedades. Desde entonces, se establecieron condiciones y se firmaron acuerdos que definieron tanto los mecanismos como la reorganización patrimonial de esta escisión.

Cumpliendo con el Acuerdo de escisión firmado entre Pluspetrol Energy S.A. e YPF, el 1 de agosto de 2013 da comienzo a sus actividades YPF LUZ.

La Sociedad se constituyó el 5 de julio de 2013 mediante escritura número 102, pasada al folio 223 del Registro Notarial 359, a cargo de la Escribana Andrea Veronica Temporetti (h) (mat. 4371), y el estatuto social de la

Sociedad se inscribió en la IGJ, bajo el número 16440 del libro 65 de sociedades por acciones, el 26 de agosto de 2013. Mediante Asamblea General Extraordinaria de fecha 30 de marzo de 2016, la Sociedad reformó el artículo Tercero del estatuto social. Dicha reforma se inscribió en la IGJ bajo el número 10522 del Libro 79, tomo de sociedades por acciones, con fecha 13 de junio de 2016. Por su parte, a través de la Asamblea de Accionistas de fecha 12 de enero de 2018, se modificó la cláusula cuarta del estatuto social, la cual se inscribió ante la IGJ bajo el número 14906 del Libro 90, Tomo- de Sociedades por Acciones con fecha 9 de agosto de 2018. Asimismo, por Asamblea de Accionistas de fecha 20 de marzo de 2018, en virtud de la cual se aprobó una reforma integral al estatuto social la que se inscribió ante la IGJ bajo el número 14907, del Libro 90, Tomo- de Sociedades por Acciones el 9 de agosto de 2018.

Objeto social

De acuerdo al artículo tercero de los Estatutos Sociales, la Sociedad tiene por objeto dedicarse por cuenta propia, de terceros o asociada a terceros a las siguientes actividades: el estudio, exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos; la industrialización, transporte y comercialización de dichos productos y sus derivados, incluyendo productos petroquímicos, químicos y combustibles de origen no fósil, bioconsumibles y sus componentes; y la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica a partir de todas las fuentes primarias de producción, convencionales y renovables, y toda otra fuente que se desarrolle en el futuro. La Sociedad podrá otorgar fianzas, avales y toda clase de garantías reales o personales por obligaciones de terceros, incluso para el mantenimiento de ofertas o el cumplimiento de contratos, dejando constancia que tal extremo se limita a personas jurídicas Subsidiarias, sean estas participadas o participantes de la propia Sociedad. A tal fin, la Sociedad tiene plena capacidad jurídica para adquirir derechos, contraer obligaciones y ejercer todos aquellos actos que no sean prohibidos por las leyes o por su estatuto.

Estatuto Social

Durante la Asamblea General Extraordinaria de Pluspetrol Energy S.A. celebrada el día 5 de junio de 2013, sus accionistas YPF y Pluspetrol Resources Corporation B.V. dejaron sentado en Actas la voluntad de reorganización societaria del patrimonio de Pluspetrol Energy S.A., mediante el instituto de la escisión previsto en el Capítulo I, Sección XI de la Ley General de Sociedades. Desde entonces, se establecieron condiciones y se firmaron acuerdos que definieron tanto los mecanismos como la reorganización patrimonial de esta escisión.

Cumpliendo con el Acuerdo de escisión firmado entre Pluspetrol Energy S.A. e YPF, el 1 de agosto de 2013 da comienzo a sus actividades YPF LUZ, sociedad creada por YPF

La Sociedad se constituyó el 5 de julio de 2013 mediante escritura número 102, pasada al folio 223 del Registro Notarial 359, a cargo de la Escribana Andrea Veronica Temporetti (h) (mat. 4371), y el estatuto social de la Sociedad se inscribió en la IGJ, bajo el número 16440 del libro 65 de sociedades por acciones, el 26 de agosto de 2013. Mediante Asamblea General Extraordinaria de fecha 30 de marzo de 2016, la Sociedad reformó el artículo Tercero del estatuto social. Dicha reforma se inscribió en la IGJ bajo el número 10522 del Libro 79, tomo de sociedades por acciones, con fecha 13 de junio de 2016. Por su parte, a través de la Asamblea de Accionistas de fecha 12 de enero de 2018, se modificó la cláusula cuarta del estatuto social, la cual se inscribió ante la IGJ bajo el número 14906 del Libro 90, Tomo- de Sociedades por Acciones con fecha 9 de agosto de 2018. Asimismo, por Asamblea de Accionistas de fecha 20 de marzo de 2018, se aprobó una reforma integral al estatuto social la que se inscribió ante la IGJ bajo el número 14907, del Libro 90, Tomo- de Sociedades por Acciones con fecha 9 de agosto de 2018.

Duración

Conforme al artículo segundo de los Estatutos Sociales, la duración es de 99 años, contados a partir de la fecha de su inscripción en el Registro Público (es decir, hasta el 5 de julio de 2112). El plazo de duración podrá ser prorrogado.

Tipo de acciones

De acuerdo al artículo quinto de los Estatutos Sociales, las acciones a emitirse en razón de los aumentos de capital de la Sociedad podrán ser escriturales, ordinarias o preferidas. Las acciones preferidas podrán emitirse con o sin derecho a voto y pueden a los términos de emisión, conferir un beneficio adicional en las utilidades.

Suscripción de Acciones

De acuerdo al artículo séptimo de los Estatutos Sociales, en caso de que la Sociedad aumente su capital social y emita nuevas Acciones, los accionistas tendrán derecho a participar en la suscripción de dicho aumento en la proporción de su participación en el capital social de la Sociedad, según corresponda. A tal fin los accionistas tendrán derecho a recibir Acciones de la misma clase, en la misma proporción, y con las mismas preferencias y privilegios que las Acciones que fuesen de su titularidad al tiempo de ejercer el derecho de suscripción preferente.

Directorio

Para más información véase *“Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización” – “Directorio”* de este Prospecto.

Designación de directores

Para más información véase *“Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización” – “Directorio”* de este Prospecto.

Presidente y Vicepresidente

Para más información véase *“Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización” – “Directorio”* de este Prospecto.

Reuniones de Directorio

Para más información véase *“Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización” – “Directorio” – “Reuniones de Directorio”* de este Prospecto.

Comisión Fiscalizadora

Para más información véase *“Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización” – “La Comisión Fiscalizadora”* de este Prospecto.

Asamblea de accionistas

Las asambleas de accionistas pueden ser convocadas simultáneamente en primera y segunda convocatoria, en la forma establecida en el artículo 237 de la Ley General de Sociedades, sin perjuicio de lo dispuesto para la asamblea unánime. La convocatoria deberá ser realizada dentro de los 15 días de requerida por cualquier accionista (salvo que otro plazo sea legalmente requerido, en cuyo caso la convocatoria deberá ser realizada en el menor tiempo posible). En caso de que la convocatoria no sea realizada dentro de los 3 días de requerida cualquier miembro de la Comisión Fiscalizadora podrá realizar la convocatoria.

Sujeto a los términos del Acuerdo de Accionistas, cualquier decisión adoptada en asamblea de accionistas, ordinaria o extraordinaria, requerirá el voto favorable de la mayoría de las acciones con derecho a voto de la Sociedad.

Adicionalmente, mientras cualquiera de las Clases de acciones represente al menos el 24,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad, determinadas decisiones fundamentales que podrían ser adoptadas por el directorio o por la asamblea de accionistas de la Sociedad requerirán el voto favorable de al menos 1 director elegido por dicha Clase –en caso de que la decisión fuera a ser adoptada por el directorio– o por dicha Clase –en caso de que la decisión fuera a ser adoptada por la asamblea–. El mismo derecho será aplicable, pero para un elenco más reducido de decisiones fundamentales que podrían ser adoptadas por el directorio o por la asamblea de la Sociedad, mientras cualquiera de las Clases de acciones represente al menos el 12,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad.

GE tiene, asimismo, un derecho personal a que determinadas decisiones que podrían ser decididas por el directorio de la Sociedad sean aprobadas por un director electo por la Clase de acciones a la que pertenezca GE siempre que GE sea titular, en forma directa o indirecta, de al menos un 12,5% de las acciones ordinarias de la Sociedad.

Los derechos otorgados a la Clase en cuestión serán suspendidos en el supuesto de transferencia de participaciones sociales de la Sociedad a competidores de la Sociedad (tal como se los define en el Acuerdo de Accionistas).

Las Clases de acciones podrán celebrar asambleas especiales, las que podrán incluso ser auto convocadas si reúnen el carácter de unánimes en los términos del artículo 237 de la Ley General de Sociedades. Cualquier decisión adoptada por una Clase de acciones requerirá el voto favorable de la mayoría de las acciones con derecho a voto de la Clase en cuestión.

Con fecha 30 de abril de 2020, la CNV emitió la Resolución General N° 830/2020 mediante la cual se estableció con respecto a las asambleas a distancia durante la emergencia sanitaria que durante todo el periodo en que se prohíba, limite o restrinja la libre circulación de las personas en general, como consecuencia del estado de emergencia sanitaria en virtud del DNU N° 297/2020 y normas sucesivas del Poder Ejecutivo Nacional, las entidades emisoras podrán celebrar reuniones a distancia del órgano de gobierno, aun en los supuestos en que el estatuto social no las hubiera previsto, siempre que se cumplan los siguientes recaudos mínimos: (i) la entidad emisora deberá garantizar la libre accesibilidad a las reuniones de todos los accionistas, con voz y voto; (ii) el canal de comunicación debe permitir la transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras en el transcurso de toda la reunión, como su grabación en soporte digital; (iii) en la convocatoria y en su comunicación por la vía legal y estatutaria correspondiente, se debe informar de manera clara y sencilla cuál es el canal de comunicación elegido, cuál es el modo de acceso a los efectos de permitir dicha participación y cuáles son los procedimientos establecidos para la emisión del voto a distancia por medios digitales. Asimismo, se debe difundir el correo electrónico referido en el punto siguiente; (iv) los accionistas comunicarán su asistencia por el correo electrónico que la emisora habilite al efecto. En caso de tratarse de apoderados deberá remitirse a la entidad con cinco días hábiles de antelación a la celebración el instrumento habilitante correspondiente, suficientemente autenticado; (v) deberá dejarse constancia en el acta de los sujetos y el carácter en que participaron en el acto a distancia, el lugar donde se encontraban, y de los mecanismos técnicos utilizados; (vi) la emisora debe conservar una copia en soporte digital de la reunión por el término de cinco años, la que debe estar a disposición de cualquier socio que la solicite; (vii) el órgano de fiscalización deberá ejercer sus atribuciones durante todas las etapas del acto asambleario, a fin de velar por el debido cumplimiento a las normas legales, reglamentarias y estatutarias, con especial observancia a los recaudos mínimos previstos en la Resolución General N° 830/2020.

Adicionalmente, en los casos en que la posibilidad de celebrar las asambleas a distancia no se encuentre prevista en el estatuto social, se deberá cumplir, además, los siguientes recaudos: 1) En adición a las publicaciones que por la ley y estatuto corresponden, la entidad emisora deberá difundir la convocatoria por todos los medios razonablemente necesarios, a fin de garantizar los derechos de los accionistas; 2) la asamblea deberá contar con el quórum exigible para las asambleas extraordinaria y resolver como primer punto del orden del día su celebración a distancia con la mayoría exigible para la reforma del estatuto social.

Con fecha 16 de agosto de 2022, la CNV emitió la Resolución General N° 939/2022 mediante la cual se estableció la extensión de la vigencia de la Resolución 830/2020 para la celebración de asambleas virtuales a partir del 1 de enero de 2023. Adicionalmente la CNV determinó que las asambleas a distancia deberán realizarse desde la sede social o el lugar que corresponda a la jurisdicción del domicilio social, debiendo garantizarse la posibilidad de participación en forma presencial por parte de los accionistas que así lo dispongan y estableció que el reglamento de gestión de la sociedad podrá prever la posibilidad de celebrar asambleas a distancia, siendo de aplicación a dichos fines las disposiciones establecidas para las asambleas a distancia de las entidades emisoras presentes en la Sección II del Capítulo II del Título II de las Normas de la CNV.

Sin perjuicio de lo dispuesto por la Resolución General N° 830/2020 y la Resolución General N° 939 /2022 (conforme fueran complementadas y enmendadas), el artículo décimo sexto de la Sociedad prevé que las asambleas, cualquiera sea su tipo, podrán ser celebradas a distancia y funcionar con los asistentes presentes o comunicados entre sí por medios de transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras tales como videoconferencia u otro medio asimilable y siempre que se respete las normas propias de acreditación, registración, conformación del quórum y representación y se asegure la confluencia virtual y simultaneidad de los participantes así como la inmediatez en el proceso de comunicación verbal y emisión de voto.

Dividendos

Todas las acciones clases A y B tienen idéntico derecho a distribución de dividendos. No existen en nuestro estatuto, en el Acuerdo de Accionistas ni en la Ley General de Sociedades disposiciones que otorguen derecho a dividendos especiales futuros solamente a determinados accionistas.

Sin perjuicio de lo expuesto, cabe mencionar que en virtud del Acuerdo de Accionistas la Compañía retendrá los dividendos correspondientes a las Acciones de Clase B mientras se mantenga un incumplimiento de las

obligaciones de pago emergentes del Acuerdo de Suscripción de Acciones de fecha 6 de febrero de 2018. En caso de incumplimiento, la Compañía asignará dichos dividendos retenidos para pagar los saldos impagos según corresponda.

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. Por otra parte, conforme a lo previsto en la Ley General de Sociedades, el directorio tiene derecho a declarar dividendos que quedarán sujetos a la aprobación de la siguiente asamblea de accionistas.

De acuerdo con la legislación argentina, los dividendos sólo pueden ser pagados con ganancias realizadas y líquidas que resulten de un balance anual auditado y confeccionado de acuerdo con las normas contables vigentes en la Argentina y las Normas de la CNV, aprobado por la asamblea de accionistas. El directorio de una sociedad argentina que hace oferta pública de valores negociables puede declarar dividendos provisorios, en cuyo caso los miembros del directorio y de la comisión fiscalizadora serán ilimitada y solidariamente responsables del pago de ese dividendo si los resultados no asignados al cierre del ejercicio en que se hubiera declarado el dividendo no hubieran sido suficientes para permitir el pago de ese dividendo.

De acuerdo con la Ley General de Sociedades y conforme a lo previsto en nuestro estatuto social, debemos efectuar una reserva legal no menor del 5% de las ganancias realizadas y líquidas que arroje el estado de resultados del ejercicio hasta alcanzar el 20% del capital social en circulación. 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:

- primero, el 5% como mínimo de las ganancias líquidas, más (menos) los ajustes del ejercicio anterior, al fondo de reserva legal hasta que la reserva alcance el 20% del capital suscrito;
- segundo, a remuneración del directorio y de la comisión fiscalizadora; y
- tercero, a distribución de dividendos.

Nuestro estatuto social y el Acuerdo de Accionistas también disponen, sujeto a las limitaciones indicadas previamente, que la Sociedad maximizará la distribución de dividendos, teniendo en consideración los siguientes parámetros: (i) que dichos dividendos sean apropiados conforme la prudente política financiera de la Sociedad; y (ii) que la Sociedad mantenga fondos suficientes, o tenga proyectado contar con fondos suficientes durante el ejercicio en el cual se apruebe la distribución de dividendos, para llevar adelante los proyectos aprobados por el Directorio con anterioridad a la distribución de dividendos.

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

De acuerdo con las Normas de la CNV, los dividendos en efectivo deberán distribuirse a los accionistas dentro de los 30 días corridos de su aprobación por la asamblea que hubiera aprobado esos dividendos o bien, en el caso en que la asamblea delegara la facultad de distribuir dividendos al directorio, dentro de los 30 días de la reunión de directorio que hubiera aprobado esos dividendos. 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 3 meses de la recepción de la notificación de la autorización de la CNV para la oferta pública de acciones correspondientes a esos dividendos.

Según nuestro estatuto social, los dividendos deben ser pagados en proporción a las respectivas integraciones tan pronto como sea posible y razonable, pero nunca luego de la finalización del ejercicio social en que fueron aprobados.

El actual Código Civil y Comercial de la Nación no prevé un plazo específico para el cobro de dividendos. Por aplicación del plazo genérico de prescripción, el derecho de cualquier accionista a recibir dividendos declarados por la asamblea de accionistas prescribe a los cinco años de la fecha en que hubieran sido puestos a disposición del accionista.

Aumento de capital. Derechos de suscripción preferente y de acrecer

El capital social puede ser aumentado por decisión de la asamblea ordinaria de accionistas de la Sociedad hasta el quintuplo de su monto, conforme al artículo 188 de la Ley General de Sociedades y cualquier aumento de capital mayor debe ser aprobado por la asamblea extraordinaria.

Conforme al estatuto y a la Ley General de Sociedades, en caso de resolverse un aumento de capital, los accionistas tienen (i) el derecho de suscripción preferente de nuevas acciones de la misma clase en proporción a sus tenencias; y (ii) el derecho de acrecer en proporción a las acciones que hayan suscripto en cada oportunidad, con respecto a las acciones no suscriptas por los otros accionistas en ejercicio del derecho de suscripción preferente. Los accionistas podrán ejercer su opción dentro de los 30 días posteriores a la última notificación a los accionistas para ejercer el derecho de preferencia, mediante avisos publicados en el Boletín Oficial de la Argentina y en uno de los diarios de mayor circulación general en toda la Argentina, sin embargo, dicho plazo podrá reducirse a un mínimo de 10 días si así lo resolviera una asamblea extraordinaria de accionistas.

Las acciones que no hubieran suscripto los accionistas en virtud de sus derechos de preferencia o derechos de acrecer podrán ser ofrecidas a terceros.

Reducción de capital

De acuerdo a la Ley General de Sociedades, la reducción voluntaria de capital debe ser aprobada por una asamblea extraordinaria de accionistas, con informe fundado de la comisión fiscalizadora y, salvo que dicha reducción se efectúe aplicando las utilidades netas o reservas libres, requiere la publicación de edictos y, en caso de existir acreedores que se opongan a la reducción y que no hayan sido desinteresados o debidamente garantizados, que haya transcurrido un plazo de 20 días a fin de que tales acreedores puedan obtener un embargo judicial. Conforme la Ley General de Sociedades la reducción de capital es obligatoria cuando las pérdidas insumen las reservas y el 50% del capital.

Rescate y recompra de acciones

El estatuto no contiene disposiciones sobre rescate de acciones, ni sobre un fondo de rescate de acciones, ni sobre responsabilidad por otras compras de acciones por parte de la Sociedad. No obstante, las acciones de la Sociedad pueden ser rescatadas de conformidad con lo dispuesto por el artículo 220 de la Ley General de Sociedades. Toda vez que las acciones de la Sociedad no se encuentran admitidas a la oferta pública, no resultan de aplicación las disposiciones establecidas al respecto por la Ley de Mercado de Capitales. Toda acción adquirida no cancelada no será computada en la determinación de un quórum o mayoría.

Liquidación

La liquidación de la Sociedad podrá ser efectuada por el Directorio o por los liquidadores designados por la Asamblea, bajo la vigilancia del órgano de fiscalización. Cancelado el pasivo y reembolsado el capital, el remanente se repartirá entre los accionistas a prorrata de sus respectivas integraciones.

Acuerdo de Accionistas

Para más información véase “*Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas*” - “*Acuerdo de Accionistas*” del Prospecto.

Funcionarios ejecutivos

Para más información véase “*Datos sobre Directores, Gerencia de Primera Línea, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización*” “*Gerencia de Primera Línea*” – “*Funcionarios ejecutivos*” del presente Prospecto.

Transferencia de acciones

Para más información véase “*Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas*” “*Transferencia de acciones*” del presente Prospecto.

Suministro preferencial

Para más información véase “*Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas*” “*Suministro preferencial*” del presente Prospecto.

No competencia y oportunidades de negocios

Para más información véase “Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas” “No competencia y oportunidades de negocios” del presente Prospecto.

Contratos importantes

La Sociedad no cuenta con contratos importantes distintos de los contratos originados en el curso ordinario de sus negocios del cual es parte celebrados en los dos años anteriores a la fecha del presente Prospecto.

Controles 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 Ps./US\$. El 6 de enero de 2002, la Ley N° 25.561 (la “Ley de Emergencia Pública”), puso formalmente fin a esa paridad dólar-peso. 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 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. El 23 de diciembre de 2019 se publicó la Ley N° 27.541 (la “Ley de Solidaridad”), que volvió a declarar la emergencia pública hasta el 31 de diciembre de 2020. Véase “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con Argentina— Las fluctuaciones en el valor del Peso podrían afectar en forma adversa la economía argentina y, en consecuencia, los resultados de las operaciones o la situación patrimonial de la Emisora”.

Los controles de cambiarios, que endurecieron las restricciones a los flujos de capital, el tipo de cambio oficial entre el peso y el dólar 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 (el “Decreto 609”) 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. En la actualidad, las regulaciones cambiarias han sido (i) prorrogadas indefinidamente y (ii) consolidadas en un único conjunto de regulaciones, la Comunicación “A” 7953, conforme sus posteriores modificaciones y complementos por las comunicaciones del BCRA (el “Régimen Cambiario”).

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 609, estableció diversas medidas para evitar dichas prácticas y operaciones elusivas.

En el siguiente cuadro se exponen los tipos de cambio anuales bajos, altos, promedio y de cierre del período para los períodos indicados, expresados en pesos nominales por dólar estadounidense, con base en los tipos de cambio cotizados por el BCRA (fuente: BCRA (Comunicación “A” 3.500). El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa una tasa de compra para el peso argentino.

	Mínimo	Máximo	Promedio ⁽¹⁾	Cierre del período
	<i>(pesos por US\$)</i>			
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
2018	18,42	40,90	29,32	37,81
2019	37,04	60,00	49,23	59,90
2020	59,82	84,15	71,61	84,15
2021	84,70	102,75	95,80	102,75
2022	103,04	177,13	133,55	177,13
2023	178,14	808,48	317,16	808,48
Mes				
Enero 2024	810,65	826,25	818,34	826,25
Febrero 2024	826,85	842,25	834,91	842,25
Marzo 2024	842,75	857,41	850,34	857,41
Abril 2024	861,25	876,75	868,96	876,75

(1) Calculado utilizando el promedio de los tipos de cambio del último día de cada mes durante el período (para períodos anuales) y el promedio de las tasas de cambio de cada día durante el período (para períodos mensuales).

Lo anterior no puede entenderse como una declaración que los montos en pesos 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.

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 producido de las exportaciones de bienes debe ser ingresado y liquidado en pesos a través del Mercado de Cambios en un plazo determinado para el bien de que se trate. Independientemente de estos plazos máximos de liquidación, el Régimen Cambiario estableció además que los pagos por exportaciones deben ser ingresados y liquidados a través del Mercado de Cambios dentro de los 5 días hábiles siguientes a su pago.

Debe mencionarse que mediante el Decreto 28/2023 publicado el 13 de diciembre de 2023 mediante el cual se establece lo siguiente: (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, cuya 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 (N.C.M.), incluidos los supuestos de prefinanciación y/o postfinanciación de exportaciones del exterior o un anticipo de liquidación; deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse, un 80% a través del Mercado de Cambios, debiendo el exportador, por el 20 % restante, concretar 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 que debitan 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°679/22) 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 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 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 entidad cuente con una certificación emitida por una entidad 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 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 entidad 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 28/2023 publicado el 13 de diciembre de 2023 mediante el cual se establece lo siguiente: (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, cuya 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 (N.C.M.), incluidos los supuestos de prefinanciación y/o postfinanciación de exportaciones del exterior o un anticipo de liquidación; deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse, un 80% a través del Mercado de Cambios, debiendo el exportador, por el 20 % restante, concretar operaciones de compraventa con valores negociables adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local.

Aplicación de los ingresos de las exportaciones

El Régimen Cambiario autoriza la aplicación de los ingresos de las exportaciones al reembolso de (i) financiaciones previas a la exportación y financiaciones a la exportación otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales, (ii) financiaciones previas a la exportación 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; (v) anticipos, prefinanciaciones y postfinanciaciones del exterior con liquidación parcial en virtud de lo dispuesto por los Decretos N° 492/23, N° 549/23, N° 597/23 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.

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 US\$ 100.000 (se excluye de este límite a los fondos depositados en el exterior que constituyen fondos de reserva o garantía bajo contratos de deuda con el exterior, o fondos otorgados como garantía de derivados concertados en el exterior). Si el cliente es un gobierno local, también deberán 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 límite establecido, la entidad también podrá aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia de 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, (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, criptoactivos o títulos valores depositados en el exterior.

(d) Se comprometa a no concertar tales 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. de las Normas de Exterior y Cambios, 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 empresas 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

(b)(ii) que en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 180 (ciento ochenta) 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 11.5.23, lo previsto será aplicable solo por las entregas efectuadas a partir del 12.5.23".

(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:

(c)(x) 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

(c) (y) una declaración jurada 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 (nos referiremos a esta declaración jurada como la "Declaración Jurada del Grupo Económico"); o bien

(c) (z) 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" 7917 emitida el 13 de diciembre de 2023, luego modificada por la Comunicación "A" 7953 de fecha 26 de enero de 2024, modificó sustancialmente el régimen de acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios. Dicha Comunicación estableció 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:

I. Pagos de importaciones de bienes con registro de Ingreso Aduanero a partir del 13.12.23.

1.2. Las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos diferidos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13.12.23, 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), 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), e) importaciones oficializadas a partir del 15.4.24 de uranio natural, uranio enriquecido y sus compuestos (posiciones arancelarias 2844.10.00 y 2844.20.00 de la NCM), agua pesada (posición arancelaria 2845.10.00) o circonio y sus manufacturas cuando correspondan a la posición arancelaria 8109.91.00, que sean destinadas a la elaboración de energía o combustibles.

ii) desde los 30 (treinta) 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 Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM) se encuentran detalladas en el punto 12.3. de las normas de "Exterior y cambios". 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. de las normas de "Exterior y cambios". 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; c) importaciones oficializadas a partir del 15.3.24 que correspondan a bienes de la canasta básica de consumo cuyas posiciones arancelarias según la Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM) se encuentran detalladas en el punto 12.4; y d) importaciones oficializadas a partir del 15.4.24 por personas humanas o personas jurídicas que clasifiquen como MiPyMe según lo dispuesto en las normas de "Determinación de la condición de micro, pequeña y mediana empresa", en la medida que no correspondan a bienes comprendidos en el punto 10.10.1.3."

iii) desde los 180 (ciento ochenta) 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. de las normas

de "Exterior y cambios" 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 (treinta) días corridos
- b) un 25% adicional desde los 60 (sesenta) días corridos.
- c) otro 25% adicional desde los 90 (noventa) días corridos.
- d) el restante 25% desde los 120 (ciento veinte) 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. Ello, con excepción de los fletes y seguros relacionados al pago de bienes identificados en el punto 10.10.1.3. por los cuales se tendrá acceso al mercado para cancelar su valor desde los 30 (treinta) días corridos desde el registro de ingreso aduanero de los bienes. Los plazos indicados precedentemente también serán de aplicación para las operaciones por el concepto "S30. Servicios de fletes por operaciones de importaciones de bienes" en el marco del punto 13.2.3. de las normas de "Exterior y cambios".

1.3. 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 13.12.23 antes de los plazos previstos en el punto 1.2. cuando, adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 3 de las normas de "Exterior y Cambios".

1.4. 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.

II. Pagos de importaciones con registro de ingreso aduanero pendiente o antes de los plazos previstos en los puntos precedentes.

La norma permite el 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 1.2., cuando se verifiquen los restantes requisitos aplicables, únicamente en caso de financiaciones, nuevas liquidaciones de prefinanciaciones o anticipos o bajo beneficios específicos.

III. Stock de deuda. Importaciones de Bienes:

El acceso al Mercado de Cambios para realizar pagos de importaciones por bienes cuyo registro de ingreso aduanero se produjo hasta el 12.12.23, 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.

La Comunicación "A" 7.917 también dispone que el 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 un 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 los puntos 1.2. y 2.2. de la presente.

Pago de deudas con el exterior por la importación de bienes y/o por servicios efectivamente prestados y/o devengados

El 22 de diciembre de 2023 el BCRA emitió la Comunicación "A" 7925 mediante la cual establece los requisitos para que los importadores que tengan deudas pendientes con el exterior por la importación de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el de diciembre de 2023 y/o por servicios efectivamente prestados y/o

devengados hasta esa fecha (el "Stock de Deuda de Importaciones"), puedan suscribir Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre ("BOPREAL").

Los importadores de bienes podrán suscribir los BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por sus importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023 inclusive. El monto de los BOPREAL que los importadores podrán suscribir se ajustará al monto pendiente de pago registrado en el sistema de SEPAIMPO del BCRA. Por su parte, los importadores de servicios devengados hasta el 12 de diciembre de 2023 también podrán suscribir los BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por esas operaciones. Los importadores de bienes y servicios que, con anterioridad al 31 de enero de 2024, suscriban la serie ofrecido (vencimiento en 2027), y por un monto igual o mayor al 50% del monto pendiente del Stock de Deuda de Importaciones, podrán acceder al Mercado de Cambios desde el 1 de febrero de 2024 para pagar el Stock de Deuda de Importaciones por el equivalente al 5% del monto suscripto de dicha especie.

Asimismo, se autoriza el acceso al Mercado de Cambios para el pago del Stock de Deuda de Importaciones mediante la realización de un canje y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta bancaria local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los BOPREAL.

Conforme lo resuelto por la Comunicación "A" 7940 del BCRA, los importadores que suscriban BOPREAL podrán venderlos con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior o transferirlos a depositarios en el exterior, por hasta el monto adquirido en la suscripción primaria sin que ello limite su capacidad de acceder al Mercado de Cambios en la medida que las cuentas a acreditarse no se encuentran radicadas en países o territorios donde no se aplican o no se aplican suficientemente las Recomendaciones del GAFI. Asimismo, por Comunicación "A" 7935 se estableció que quienes hubieran suscripto BOPREAL en licitación primaria podrán realizar, a partir del 01.04.24, operaciones de ventas de títulos contra moneda extranjera por la diferencia entre el valor nominal licitado y el precio de venta en el mercado secundario obtenido por la venta de BOPREAL, sin violar las declaraciones juradas establecidas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Texto Ordenado de Exterior y Cambios.

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" 7953 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. Dicha 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:

I. Acceso al Mercado de Cambios para el pago de servicios:

Las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos de servicios prestados o que vayan a prestarse al 13 de diciembre de 2023 por no residentes, en la medida que se verifiquen los restantes requisitos normativos aplicables, cuando:

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 encuadra en el concepto "S30. Servicios de fletes por operaciones de importaciones de bienes" y se concrete una vez transcurrido, desde la fecha de prestación del servicio, un plazo equivalente al cual podría comenzar a pagarse el bien transportado según lo dispuesto en el punto 10.10.1.
- 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 (noventa) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.
- v) el pago corresponde a una operación que corresponde a un servicio no comprendido en los puntos 13.2.1 a 13.2.4. y prestado por una contraparte no vinculada al residente a partir del 13.12.23 y se concreta una vez transcurrido un plazo de 30 (treinta) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.
- vi) el pago corresponde a una operación que corresponde a un servicio no comprendido en los puntos 13.2.1 a 13.2.4. y prestado por una contraparte vinculada al residente y el pago se concreta una vez transcurrido un plazo de 180 (ciento ochenta) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.

II. Stock de deuda de Importaciones de Servicios.

Será admisible el acceso al Mercado de Cambios para pagos por servicios de no residentes prestados y/o devengados a partir del 12.12.23, 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) Que el cliente acceda al Mercado de Cambios con fondos originados en una financiación de importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local con cargo a 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.

Si la concesión de la financiación es anterior a la fecha de prestación o devengo del servicio, los plazos previstos en el ítem 13.2. se computarán a partir de la fecha estimada de prestación o devengo, más 15 (quince) días corridos.

ii) Que 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 fondeo en líneas de crédito del exterior, en la medida que se cumpla con lo estipulado en el punto 13.3.1. respecto de los plazos de vencimiento y los montos de capital a pagar por la financiación.

iii) Que 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.

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° 277/22)" emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17.

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.

III. Pagos de servicios al exterior antes de los plazos previstos.

Se requerirá la aprobación previa del BCRA para acceder al Mercado de Cambios para efectuar pagos por servicios prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, salvo que además de los demás requisitos aplicables, la entidad verifique los ítems 13.4.1. a 13.4.8.

Endeudamiento financiero con el exterior

Tal y como se ha comentado anteriormente, 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 del 9 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023 de títulos de deuda con registro público en el país con una vida promedio no inferior a dos años, denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, que hayan sido entregados a 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.
- 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., 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, las deudas comprendidas en este punto continuarán sujetas a la conformidad previa aún

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 2 (dos) años y los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el Mercado de Cambios a partir del 2 de octubre de 2020; (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°892/20; (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 2 (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 y 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 dos años, liquidada entre el 21 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023, y que fue originalmente utilizado para pagar deudas comerciales por la importación de bienes y servicios y que originó la emisión de una Certificación de ingreso de nuevo endeudamiento financiero con el exterior en el marco del punto 3.19; (iii) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior con una vida promedio no inferior a 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. 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" 7626"; (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, 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. 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 de promoción de la producción del gas natural argentino - Esquema de oferta y demanda 2020-2024" establecido en el artículo 2° del Decreto N° 892/20 ("PLAN GAS"); 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 operaciones (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 Nros. 24.043, 24.411, 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 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. Con fecha 22 de febrero de 2024, en virtud de la Comunicación "A" 7968, se dejó sin efecto el punto 4.3.2.7. del texto ordenado de las normas de "Exterior y cambios", que establecía que no pueden realizar las operaciones enunciadas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del citado ordenamiento aquellas personas jurídicas residentes dedicadas a la actividad agrícola que vendieron mercaderías en el marco del Decreto N° 576/22.

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.

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 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. 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 establecido en el artículo 2 del Decreto N° 892/2020. Si el cliente es beneficiario directo del Decreto N° 277/22, 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) Cuenta con una certificación de aumento de exportaciones de bienes. En este caso, 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.

Con fecha 30 de abril de 2024, mediante la Comunicación "A" 7999, el BCRA estableció que los clientes podrán suscribir BOPREAL por hasta el equivalente al monto en moneda local de las utilidades y dividendos pendientes de pago a accionistas no residentes según la distribución determinada por la asamblea de accionistas. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos.

Además, entre otros, los clientes podrán acceder al mercado de cambios para el pago de utilidades y dividendos, en la medida que se cumplan los requisitos aplicables, mediante la realización de un canje y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los BOPREAL.

Por último, con relación a la utilidades y dividendos cobradas en pesos en el país por no residentes a partir del 1.9.19 y que no han sido remitidos al exterior; establece entre otros, que los clientes no residentes podrán suscribir BOPREAL por hasta el equivalente al monto en moneda local de las utilidades y dividendos cobrados a partir del 1.9.19 según la distribución determinada por la asamblea de accionistas, ajustado por el último IPC disponible a la fecha de suscripción. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá contar con la documentación que permite avalar el cobro a partir de la citada fecha en concepto de utilidades y dividendos y verificar las condiciones que se indican.

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 equivalente a 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 en que se cumplan los restantes requisitos reglamentarios y sean y se realicen con fondos depositados en una 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. Decreto N°679/22" 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, 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 el BCRA en concordancia con la Comunicación "A" 7918, según fuera modificada o (ii) 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 N° 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 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 N° 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 del 1 de octubre de 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 de valores negociables emitidos por no residentes. Tampoco podrán realizar estas operaciones los clientes incluidos en las Comunicaciones "A" 7606 y "A" 7609 del BCRA.

Regímenes informativos del BCRA

El 28 de diciembre de 2017, el BCRA reemplazó los regímenes de información establecidos en las Comunicaciones "A" 3.602 y "A" 4.237 por la Comunicación "A" 6.401 (y la Comunicación "A" 6.795 complementaria), un régimen unificado aplicable a partir del 31 de diciembre de 2017 (el "Régimen de Información de Activos y Pasivos Externos"). En virtud de dicho régimen, los residentes argentinos (tanto personas jurídicas como físicas) que tengan deudas con el exterior (tanto financieras como de otro tipo) pendientes de pago o que hayan sido canceladas dentro de un trimestre determinado, deben informar trimestralmente al BCRA sus tenencias en el exterior de acciones y otras participaciones de capital, títulos de deuda no negociables y negociables, derivados financieros e inmuebles. Si su saldo de activos y pasivos en el extranjero es igual o superior a US\$ 50 millones al final del año, también deben realizar una presentación anual. En todos los casos, estos informes se califican como "declaraciones juradas" a efectos de control de cambios.

El acceso al Mercado de Cambios para el reembolso del endeudamiento financiero exterior y otras operaciones está condicionado al cumplimiento por parte del deudor Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. Véase "— Disposiciones específicas sobre el acceso al Mercado de Cambios—Endeudamiento financiero con el exterior".

Anticipo de operaciones cambiarias

Las entidades autorizadas a operar con divisas deberán suministrar al BCRA, al final de cada día hábil y con dos días hábiles de anticipación, información sobre las operaciones de salida a través del Mercado de Cambios por montos diarios iguales o superiores al equivalente a US\$ 10.000. Los clientes deberán informar a las entidades financieras con la suficiente antelación para que puedan cumplir con los requisitos de este régimen de información y, en consecuencia, en la medida en que se cumplan simultáneamente otros requisitos establecidos en la normativa cambiaria, podrán procesar las operaciones de cambio.

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 informe anual ni se considera incorporada al mismo. Véase "—Tipos de cambio".

Todas las operaciones que no se ajusten a lo dispuesto en la normativa cambiaria, se encuentran alcanzadas por el régimen penal cambiario previsto en la Ley N° 19.359 y sus modificatorias.

Para un detalle de la totalidad de las regulaciones cambiarias y al ingreso de capitales y vigentes al día de la fecha, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y dar una lectura completa a la normativa mencionada, junto con sus reglamentaciones y normas complementarias, a cuyo efecto los interesados podrán

consultar las mismas en el sitio web del Ministerio de Economía (<https://www.argentina.gob.ar/economia>) o el BCRA (www.bcra.gov.ar), según corresponda.

Normas de la CNV

Las Normas de la CNV establecen, entre otras disposiciones, que los sujetos obligados bajo su control únicamente llevarán a cabo las operaciones contempladas según el régimen de oferta pública cuando dichas operaciones sean llevadas a cabo u ordenadas por personas constituidas, domiciliadas o residentes en países, dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados que no sean considerados No Cooperantes o de Alto Riesgo por el GAFI.

Asimismo, establecen las modalidades de pago y procedimientos de control para la recepción y entrega de fondos de y hacia clientes.

A continuación, se detallan algunas de las Resoluciones Generales emitidas por la CNV:

Resolución General CNV N° 953/2023

El 21 de marzo de 2023 la CNV publicó la Resolución General 953/2023, en donde deroga el artículo 5° del Capítulo V del Título XVIII "Disposiciones transitorias" de las Normas (N.T. 2013 y mod.). La medida posibilita a los agentes Inscriptos concertar y liquidar operaciones de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en Dólares Estadounidenses emitidos por la República Argentina bajo Ley Local, con patrimonio propio; sin contemplar restricciones en las cantidades operadas.

Resolución General CNV N° 959/2023

Mediante la Resolución General CNV N° 95/2023, el 28 de abril de 2023, la CNV estableció que los ALyC y los agentes de negociación no podrán dar curso ni liquidar operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, tanto en jurisdicción local como jurisdicción extranjera, correspondiente a clientes ordenantes en tanto éstos últimos mantengan posiciones tomadoras en cauciones y/o pases, cualquiera sea la moneda de liquidación. A tales efectos, los mencionados agentes: (i) no podrán bajo ninguna circunstancia otorgar financiamientos para la obtención de aquellos valores negociables que serán objeto de las operaciones de venta mencionadas en el párrafo anterior; y (ii) deberán exigir a cada uno de los clientes ordenantes, una manifestación en carácter de declaración jurada de la cual surja en forma expresa que los mismos no mantienen posiciones tomadoras en ninguna de las operatorias a plazo detalladas en el párrafo anterior, en carácter de titulares y/o cotitulares, y en ningún agente inscripto, así como que tampoco han obtenido cualquier tipo de financiamiento, ya sea de fondos y/o de valores negociables, debiendo tales declaraciones juradas ser conservadas en los respectivos legajos. Los ALyC y los agentes de negociación deberán constatar el cumplimiento de los plazos mínimos de permanencia de los valores negociables antes referidos.

Mediante el Criterio Interpretativo N°83, la CNV aclaró que la referencia "*cualquier tipo de financiamiento, ya sea de fondos y/o de Valores Negociables*" establecida el sexto párrafo del Artículo 2° del Capítulo V "Disposiciones Transitorias" del Título XVIII (mediante Resolución General 959/2023) abarca únicamente a las operaciones de caución y/o pase concertadas en el mercado secundario.

Resolución General CNV N° 960/2023

Mediante Resolución General 960/2023 emitida el 12 de mayo de 2023 la CNV adecuó la reglamentación relativa a la suscripción en especie para los FCI denominados en moneda extranjera, no siendo admitida, en dichos supuestos, la suscripción e integración de cuotapartes mediante la entrega de valores negociables.

Se destaca que esta resolución es de carácter extraordinario y transitorio, subsistiendo su vigencia hasta que hechos sobrevinientes hagan aconsejable la revisión de la medida y/o hasta que desaparezcan las causas que determinaron su adopción.

Resolución General CNV N° 963/2023

Mediante Resolución General 963/2023 emitida con fecha 31 de mayo de 2023, La CNV actualizó los Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina, lo cual permite incorporar etiquetas que identifiquen instrumentos destinados a proyectos sociales y naturales específicos.

Resolución General CNV N° 964/2023

Mediante Resolución General N° 964 de la CNV de fecha 13 de junio de 2023, se somete al Procedimiento de "Elaboración Participativa de Normas" aprobado por el Decreto N° 1.172/2003, invitando a la ciudadanía a expresar sus opiniones y/o propuestas, respecto de la adopción de una reglamentación sobre "PROYECTO DE RG CAPÍTULO IV TÍTULO V de las NORMAS" que contiene una modificación integral al régimen general aplicable a los fideicomisos financieros con oferta pública de sus valores fiduciarios.

Se prevé un plazo de TREINTA (30) días hábiles para realizar presentaciones de opiniones y/o propuestas, las que deberán efectuarse a través del Sitio Web www.argentina.gob.ar/cnv.

De tal forma, en el proyecto se instituyen mecanismos más ágiles a los procedimientos aplicables a las solicitudes de autorización de oferta pública de valores fiduciarios emitidos en el marco de fideicomisos financieros, sin que ello importe menoscabo alguno a los derechos del público inversor.

En virtud de que la responsabilidad propia del fiduciario resulta ser el vector que aglutina las vinculaciones contractuales del fideicomiso financiero, se regulan ciertos aspectos:

- cuando en el contrato de fideicomiso se hubiere previsto la participación de otras personas, además del fiduciario, en la administración de los bienes fideicomitidos, el contrato no podrá eximir la responsabilidad del fiduciario ante terceros por el incumplimiento de sus obligaciones legales.
- en miras de asegurar la tutela de los derechos del público inversor, se precisa, por vía reglamentaria, para los casos en que el fiduciario delegue la ejecución de funciones propias, los límites, condiciones y deberes de control a los que deberán ajustarse dichas delegaciones.
- siendo la administración de los bienes cedidos en propiedad fiduciaria la responsabilidad natural del fiduciario, la modificación normativa le encomienda a quien se desempeñe en tal carácter el control de cumplimiento de las exigencias formales que versan sobre la documentación inherente a las delegaciones que el propio fiduciario realice.

Asimismo, se propone incorporar la figura de la retención de riesgo en cabeza del fiduciante de cada fideicomiso financiero. Al respecto será la propia sociedad la que determine qué mecanismos de retención de riesgo económico implementará, para cuyo cálculo se computará únicamente el valor en circulación de los valores representativos de deuda que el fideicomiso hubiera emitido. El mismo no podrá ser inferior al CINCO POR CIENTO (5 %) del valor nominal de los valores representativos de deuda emitidos y en circulación.

Otras novedades son:

- i) la simplificación de la documentación a ser acompañada durante la tramitación de la solicitud de oferta pública, delegándose la responsabilidad en relación a su existencia y legalidad, al fiduciario en cuanto resulta ser la figura central del fideicomiso;
- ii) la reglamentación de fideicomisos financieros destinados al financiamiento de PYMES a través de la creación de una sección especial, la cual contempla la simplificación del régimen de información de los fiduciantes cuando se trate de emisiones avaladas por entidades de garantía, entre otros;
- iii) la estandarización del medio de publicación de los resultados arrojados mensualmente por los informes de control y revisión, los cuales deberán ser publicados por el fiduciario en el Sitio Web de la CNV, a través de la AIF, en un plazo que no podrá exceder de los QUINCE (15) días hábiles luego del cierre de cada mes que se trate;
- iv) se exime de la presentación del informe de control y revisión inicial en el supuesto de fideicomisos financieros que se constituyan con dinero u otros activos líquidos.

Finalmente, como novedad, en el supuesto que la sociedad hubiera decidido no calificar los valores fiduciarios a ser emitidos en el marco del fideicomiso financiero, se ha incluido la obligatoriedad de informar en la portada los motivos de dicha decisión.

Resolución General CNV N° 966/2023

Mediante Resolución General N° 966 de la CNV cuya entrada en vigencia fue el 27 de junio de 2023, adecúa el artículo 8° de la Sección IV del Título XI de las NORMAS (N.T. 2013 y mod.), modificando la definición de Beneficiario/a Final, a los fines de adaptar la normativa del organismo a la emitida por la UIF, como así también a otras disposiciones normativas a las que se hace referencia.

De tal forma, se recuerda que la citada definición establece que se entiende como Beneficiario/a Final a la/s persona/s humana/s que posea/n como mínimo el DIEZ POR CIENTO (10 %) del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o de cualquier otra estructura jurídica; y/o a la/s persona/s humana/s que por otros medios ejerza/n el control final, directo o indirecto, de las mismas, conforme lo dispuesto por el artículo 2° de la Resolución UIF N° 112/2021.

Resolución General CNV N° 967/2023

Mediante Resolución General N° 967 de la CNV cuya entrada en vigencia fue el 30 de junio de 2023 se introdujeron modificaciones al marco normativo aplicable a la categoría de Agente de Negociación (“AN”).

En particular, sobresalen las siguientes novedades:

- Se revisan ciertos aspectos operativos con relación a aquellos AN que desarrollan, de manera simultánea, actividades de corretaje de granos, agropecuarias y agroindustriales en general y/o accesorias a éstas, de forma tal de alinear esta nueva propuesta normativa con las exigencias impuestas por la RG N° 924 y, al mismo tiempo, reforzar los objetivos de control y supervisión de tales Agentes por parte de la CNV.

- Se incorpora la posibilidad de que los AN realicen actividades tendientes a referenciar FCI a sus clientes, requiriéndose para ello la previa suscripción del respectivo convenio con al menos un ACyDI, que revista adicionalmente la calidad de ALyC Integral.

- Los AN podrán prestar servicios tendientes a actuar como gestores entre el ALyC INTEGRAL y los clientes del AN respecto a las funciones comprendidas en el convenio para la liquidación y compensación que los vincule, ello en la medida que siempre actúen por cuenta y orden del ALyC INTEGRAL, y únicamente se trate de:

1) Cheques emitidos por el ALyC INTEGRAL a favor de los clientes del AN o viceversa.

2) En el caso de ANs que desarrollen, de manera simultánea, actividades de corretaje de granos, agropecuarias y agroindustriales en general y/o accesorias a éstas, los fondos de terceros clientes de tales AN, provenientes y/u originados, exclusivamente, con motivo y/o en ocasión de las referidas actividades, en la medida que: (i) los mencionados AN se encuentren: (a) debidamente autorizados e inscriptos en el Registro Único de la Cadena Agroalimentaria (R.U.C.A); (b) incluidos en el Registro Fiscal de Operadores de Granos y Legumbres SECA en los términos de la RG AFIP 2300/2007 y sus modificatorias y/o complementarias; y (c) inscriptos en el Sistema de Información Simplificado Agrícola (SISA); (ii) los terceros clientes del AN hubieran optado por realizar operaciones en el ámbito del mercado de capitales e integrar las mismas con tales fondos, únicamente, a través de la cuenta bancaria específica de titularidad del AN afectada a las mencionadas actividades de corretaje de granos, agropecuarias y agroindustriales en general y/o accesorias a éstas. A tales efectos, los mencionados clientes deberán: (a) encontrarse inscriptos en el sistema SISA; y (b) ser especialmente identificados por los AN mediante la incorporación de un apartado adicional en los convenios de apertura, con expresa indicación de su C.U.I.T. y actividad desarrollada, en carácter de declaración jurada, todo lo cual deberá ser conservado en el legajo del cliente conjuntamente con la respectiva documentación respaldatoria.

Para tales actividades los AN deberán: (i) en todo momento, contar con la previa y expresa autorización por escrito de los clientes en cuestión respecto a cada uno de los servicios solicitados y autorizados por éstos últimos, debiendo dejar constancia de ello en los respectivos Convenios de Apertura de Cuenta, mediante la incorporación de un apartado adicional específico; (ii) en ejercicio del servicio de gestión, conservar la documentación respaldatoria de la gestión de los fondos de titularidad de terceros clientes que son transferidos

al ALyC INTEGRAL para ser aplicados en el ámbito del mercado de capitales; y (iii) asimismo, contemplar expresamente los servicios en cuestión dentro de los respectivos convenios para la liquidación y compensación celebrados entre el AN y el ALyC INTEGRAL, así como también brindar al ALyC INTEGRAL la información correspondiente a los clientes involucrados, en especial aquella relacionada y/o que resulte pertinente para cumplir con los requisitos de segregación de activos de terceros y trazabilidad de los fondos provenientes del servicio de gestión y acreditados en las cuentas bancarias del ALyC INTEGRAL.

Resolución General CNV N° 972/2023

Mediante la Resolución General N° 972/2023, dictada por la CNV en fecha 14 de agosto de 2023, se modificaron las *Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación en los estados financieros* a los efectos de incorporar que no se admitirá la aplicación anticipada de las NIIF y/o sus modificaciones, excepto que en oportunidad de adoptarse se admita específicamente y que tampoco se admitirá la aplicación anticipada de las Normas Contables Profesionales Argentinas y/o sus modificaciones o aquellas que en un futuro las reemplacen, excepto que en oportunidad de adoptarse se admita específicamente ya que, como detalla en los considerandos de la presente, la admisión de aplicación anticipada de normas contables puede inducir a interpretaciones erróneas o conllevar mayores costos en el esfuerzo de aislar los efectos de la aplicación anticipada de aquellas entidades que hubieren utilizado tal opción, dificultando la toma de decisiones.

Resolución General CNV N° 973/2023

Mediante la Resolución General N° 973/2023, dictada por la CNV en fecha 1 de septiembre de 2023, se dispone que resulta necesario establecer los lineamientos que garanticen la trazabilidad de los fondos involucrados en las transferencias entre cuentas de un mismo ALyC I AGRO, que impliquen fondos de terceros y que sean destinadas a la operatoria del mercado de capitales, permitiendo, de ese modo, identificar al originador y beneficiario final de los mismos, así como a los terceros intervinientes, con la documentación respaldatoria que resulte suficiente a tales efectos.

En este sentido, se autoriza que el ALyC I AGRO reciba fondos de clientes desde la cuenta bancaria de su titularidad afectada a las actividades de corretaje de granos, agropecuarias y agroindustriales en general y/o accesorias a éstas.

Resolución General N° 977/2023

Mediante la Resolución General 977, la CNV, con fecha 20 de septiembre de 2023, establece un régimen especial destinado a las personas menores de edad adolescentes, posibilitando que, a partir de los 13 años, suscriban cuotas de Fondos Comunes de Inversión Abiertos de "Mercado de Dinero", por sí o a través de sus representantes legales. Estas personas podrán cursar órdenes de suscripción de cuotas de Fondos Comunes de Inversión Abiertos de "Mercado de Dinero", mediante la modalidad de colocación a través de internet y con la previa autorización del representante legal.

Determinaron como requisito del sistema de colocación empleado la vinculación de una cuenta bancaria identificada con Clave Bancaria Uniforme (CBU) o cuenta de pago con Clave Virtual Uniforme (CVU), de titularidad del menor, con la de su representante legal.

Otro de los puntos resalta que el sistema deberá ofrecer un acceso específico con contenidos de educación financiera vinculados a las inversiones en FCI Abiertos, dirigido y adaptado a los menores de edad de este rango etario, no pudiendo contener ofrecimiento alguno de valores negociables y/o de servicios propios de los agentes vinculados al Fondo.

La presente Resolución entró en vigencia a partir del 2 de octubre de 2023 y, a tal efecto, detallan las pautas de adecuación a los fines de permitir su encuadre de conformidad con la reglamentación.

Resolución General N° 988/2023

Mediante la Resolución General 988, la CNV, con fecha 15 de diciembre de 2023, la CNV realizó una serie de modificaciones al Capítulo V del Título XVIII "Disposiciones transitorias" de las Normas (N.T. 2013 y mod.):

- Se unifica el plazo mínimo de tenencia en cartera para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y se establece que será de un día hábil, sin diferenciar la jurisdicción de liquidación ni la ley de emisión de los mismos.
- Se reduce a un día hábil el plazo mínimo de tenencia en cartera para dar curso a transferencias, entidades depositarias del exterior, de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional, cualquiera sea la ley de emisión de los mismos.
- Se reduce a un día hábil el plazo mínimo de tenencia en cartera para poder aplicar Valores Negociables provenientes de entidades depositaria del exterior a la liquidación de operaciones en moneda extranjera, en cualquier jurisdicción y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos.
- Se deroga el régimen que establecía que se debía informar por cada una de las subcuentas involucradas, con carácter de declaración jurada y en forma semanal dentro de los tres días hábiles de finalizada la semana calendario, una serie de detalles respecto de las operaciones de compraventa de valores negociables concertados en mercados del exterior, y se deroga el artículo 6° BIS que establecía una serie de requisitos y condiciones para las transferencias desde y hacia el exterior y para la concertación de operaciones con liquidación en moneda extranjera por parte de los clientes.

Resolución General N° 990/2023

Mediante la Resolución General 990, la CNV, con fecha 5 de febrero de 2023, la CNV realizó una serie de modificaciones adicionales al Capítulo V del Título XVIII “Disposiciones transitorias” de las Normas (N.T. 2013 y mod.):

- Se agrega una excepción del plazo mínimo de tenencia en cartera para dar curso a transferencias emisoras a entidades depositarias del exterior de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional, de modo que quedan exentos de este requisito cuando la acreditación de los valores negociables sea (i) producto de la colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o por el BCRA, en el marco de la Comunicación “A” 7918 o (ii) se trate de acciones y/o CEDEARs con negociación en mercados regulados por la CNV.
- Se elevó a 200 millones diarios para las operaciones y transferencias de valores negociables al exterior, exceptuándose asimismo a los valores negociables emitidos por el BCRA, en el marco de la Comunicación “A” 7918 de los límites y régimen informativo previo requeridos tanto para dar curso a las transferencias emisoras a entidades depositarias del exterior como para concertar su venta en el país con liquidación en moneda extranjera, en la medida que tales valores negociables hubieran sido adquiridos en un proceso de colocación o de licitación primaria y por hasta el valor nominal total así suscripto de dicha especie.
- Se deroga lo establecido en el artículo 5° BIS. en relación con la concertación y liquidación de operaciones con valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por la República Argentina y con CEDEARs, por parte de aquellas subcuentas alcanzadas por el concepto de cartera propia y que revistan el carácter de inversores calificados.

Resolución General N° 993/2024

Mediante resolución general de fecha 21 de febrero de 2024, la CNV realizó modificaciones en los capítulos I al III del Título VI de las Normas. De esta manera se estableció que los informes emitidos por las Auditorías Externas Anuales de Riesgos de los Mercados y de las Cámaras Compensadoras deberán hacer saber acerca del cumplimiento de los principios y recomendaciones del Comité de Pagos e Infraestructuras del Mercado en la materia y lo exigido en el Capítulo III del presente Título. A su vez, determina que, dentro de las funciones del Comité de Riesgos, corresponderá emitir y elevar, con periodicidad anual, un informe que abarque el relevamiento de las políticas y procedimientos de gestión de riesgos oportunamente establecidos por dicho órgano, su grado de cumplimiento, desvíos y propuestas de ajustes y/o mejoras a ser implementadas. Seguidamente, establece que, cuando garanticen el cumplimiento de las operaciones autorizadas por la CNV, los Mercados y las Cámaras Compensadoras, desempeñarán el rol y funciones de contraparte central (CCP por sus siglas en inglés), debiendo observar la totalidad de los requisitos y procedimientos internos de actuación alineados a las mejores prácticas internacionales. Además, dentro de los riesgos que se deberán mitigar como parte de la Gestión Integral de Riesgos, se incorpora el Riesgo General de Negocio. Agrega que los órganos de

administración de los Mercados y de las Cámaras Compensadoras serán responsables de la aprobación, implementación, funcionamiento y control de la referida gestión integral de riesgos. Por último, dentro del capítulo sobre Liquidación y Compensación de Operaciones, se incorporan la Sección VIII (Estructura de Buen Gobierno y Eficacia en los Procesos de Gestión de Riesgos) y la Sección IX (Información sobre Activos que Integran los Fondos de Garantía con Aportes de Agentes Miembros).

Creación del Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales, Resolución General N° 994/2024 y Resolución General 996/2024

A su vez, en virtud de la promulgación de la Ley N° 27.739 el 15 de marzo de 2024, con relación a empresas que operen activos virtuales como criptomonedas en la Argentina (las "PSAV") y a los efectos de prevenir el lavado de dinero, se establece la obligación de que las PSAV se registren ante la CNV (el "Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales"). A ese fin, se estableció que:

(i) La CNV, que será el organismo regulador de los PSAV, centralizará en el Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales la información referida a aquellas personas humanas y jurídicas que revisten el carácter de PSAV (definidos ahora en el artículo 4° bis de la ley 25.246).

(ii) El Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales se conformará con la información proveniente de los regímenes informativos establecidos por la CNV a tal efecto y con toda aquella información que pueda ser requerida a organismos públicos.

Resolución General N° 994/2024

Mediante resolución general de fecha 22 de marzo de 2024, la CNV instrumenta el Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales para garantizar el cumplimiento de los estándares fijados en la Recomendación 15 del GAFI, en la lucha contra el lavado de activos y el financiamiento del terrorismo, en lo que refiere a la adaptación a las nuevas tecnologías, así como sus productos y servicios conexos, como consecuencia del crecimiento de las transacciones con activos virtuales.

El Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales comprenderá a todas las personas humanas y jurídicas que utilicen páginas web, redes sociales u otros medios, direccionando su oferta y/o publicidad a sujetos residentes en la República Argentina, que tengan un cierto volumen de operaciones en el país o que utilicen cualquier tipo de tecnología para recibir localmente fondos de residentes en el mismo.

Durante esta etapa, los PSAV deberán informar al público inversor que la inscripción en el Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales es a los fines del control como sujeto obligado ante la UIF u otros organismos y que la misma no implica licencia ni supervisión por parte de la CNV sobre su actividad.

Aquellos afectados deberán solicitar la inscripción en el Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales dentro de los 45 días de la entrada en vigencia de la resolución general 994/2024.

Resolución General N° 995/2024

Mediante resolución general 995/2024 de fecha 3 de abril de 2024, la CNV readecuó las exigencias en torno a ciertas operaciones de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, complementarias a los BOPREAL emitidos por el BCRA para el pago a los proveedores del exterior.

Las modificaciones exceptúan desde el 1° de abril a dichas operaciones, al igual que a los BOPREAL, respecto del cumplimiento del plazo mínimo de tenencia en cartera para transferir los mismos a entidades depositarias del exterior y de los límites y régimen informativo previo requeridos tanto para dar curso a dichas transferencias como para concertar su venta con liquidación en moneda extranjera en el exterior. Estas modificaciones son complementarias de la normativa del BCRA que exceptúa a dichas operaciones de aquellas que excluyen a los importadores del mercado oficial de cambios.

Al respecto, los agentes deberán constatar el cumplimiento de las condiciones previstas en forma previa a gestionar cualquiera de las referidas operaciones, conservando la documentación respaldatoria en los respectivos legajos de los clientes.

Resolución General N° 996/2024

Mediante resolución general 996/2024 de fecha 3 de abril de 2024, la CNV adecúa su normativa con el objetivo de cumplir con la implementación de la Ley N° 27.739, modificatoria de la que reforma la Ley N° 25.246 de Prevención del Lavado de Activos, el Financiamiento del Terrorismo y la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva, e incorpora, a través de la aprobación de la mencionada resolución los sujetos obligados en el ámbito del mercado de capitales y los PSAV.

La medida introduce como nuevos sujetos obligados a los agentes depositarios centrales y a los agentes de custodia, registro y pago que ya estaban incluidos en la fiscalización de este organismo y a los PSAV, que además serán nuevos sujetos fiscalizados.

Unidad de Información Financiera (la "UIF")

El 10 de mayo de 2023 se publicó la Resolución UIF N°78/2023, aplicable a los Sujetos Obligados del mercado de capitales, que tiene por objeto establecer los requisitos mínimos para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de lavado de activos y financiación del terrorismo (LA/FT). La misma entrará en vigor el día 1 de julio y sustituirá a la actual Resolución UIF N°21/2018.

A su vez, en virtud de la promulgación de la Ley N° 27.739 el 15 de marzo de 2024, en coherencia con las regulaciones sectoriales emitidas por la UIF en los últimos años, se definió lo siguiente:

- Se definen los siguientes términos: activos virtuales, acto terrorista, beneficiarios finales, bienes u otros activos, clientes, enfoque basado en riesgos, hechos u operaciones sospechosas, operaciones inusuales, organismos de contralor específicos, personas expuestas políticamente, organizaciones sin fines de lucro y proveedor de servicios activos virtuales.
- Se plasma el enfoque basado en riesgos en las supervisiones que realice la UIF sobre los sujetos obligados, las regulaciones que emita la UIF y distintas obligaciones de prevención que la UIF había establecido por vía regulatoria sobre ciertos sujetos obligados.
- Se faculta a la UIF a disponer el congelamiento de bienes y otros activos mediante resolución fundada y con comunicación inmediata al Ministerio Público Fiscal (MPF) y/o juez competente en el marco de operaciones sospechadas de financiación del terrorismo o de proliferación de armas de destrucción masiva.
- Se expandió la prohibición de oponer el secreto bancario, fiscal, bursátil o profesional, así como los compromisos legales o contractuales de confidencialidad, para aplicar 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.
- Se eliminó la disposición que establecía que, en caso de que la UIF presente una denuncia penal, cesaba el secreto sobre de la identidad de los sujetos obligados reportantes.
- Régimen administrativo sancionador:
 - (i) Se establece que, únicamente en caso de omisión de reporte de operación sospechosa, se aplicará una multa entre 1 y 10 veces el valor total de los bienes de la operación. Para el caso de otras infracciones (por incumplimientos formales), se reemplazan los montos fijos como unidad de medida de la multa por módulos actualizables de forma anual.
 - (ii) Se incorporan las siguientes sanciones: (i) apercibimiento; (ii) apercibimiento con obligación de publicación de la parte dispositiva de la resolución; y (iii) para oficiales de cumplimiento, la inhabilitación de hasta 5 años para el ejercicio de funciones en dicho carácter.

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 relacionadas 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 (la "Ley de Solidaridad") se reestablece la exención de los puntos 3 y 4 del Artículo 36 bis de la Ley N° 23.576 (la "Ley de Obligaciones Negociables"), motivo por el cual resultan exentos (i) los intereses; y (ii) los resultados por venta u otra forma de disposición, en ambos supuestos de las Obligaciones Negociables que cumplan con las condiciones establecidas en el Artículo 36 de la mencionada Ley N° 23.576 (las "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 otras formas de disposición de Obligaciones Negociables se encontraría gravada por el Impuesto a las Ganancias ("LIG") a 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 y con aplicación a partir del período fiscal 2021 y siguientes, 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: (a) cuando: (i) sean colocados por oferta pública con autorización de la CNV o (ii) sean elegibles de acuerdo con la norma que los constituya o cree, o cuando así lo disponga el Poder Ejecutivo nacional; (b) estén destinados al fomento de la inversión productiva en la República Argentina (en los términos establecidos por la reglamentación). Al respecto, la CNV emitió la Resolución General N° 917/2021 (mediante la cual 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 del 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 citado 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 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 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 jurisdicciones no cooperantes, 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.

Por otro lado, cuando se trate de Beneficiarios del Exterior no resultarán de aplicación las restricciones contenidas en el 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 Obligaciones Negociables realizadas por los Beneficiarios del Exterior que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes, en virtud de lo dispuesto por el cuarto párrafo del inciso u) del Artículo 26 LIG. Asimismo, se encuentran exentos de este tributo los resultados provenientes de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables no comprendidas en el cuarto párrafo del Artículo 26, inciso u) 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 el Beneficiario del Exterior radicado en una jurisdicción no cooperante o los fondos invertidos provengan de una jurisdicción no cooperante, 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.

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.

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 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, 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 2024, son las siguientes: (i) ganancia neta imponible acumulada hasta \$34.703.523,08, aplicará la alícuota del 25%; (ii) ganancia neta imponible acumulada superior a \$34.703.523,08 hasta \$347.035.230,79, se abonará \$8.675.880,77 más 30% sobre el excedente de \$34.703.523,08; y (iii) ganancia neta imponible acumulada superior a \$347.035.230,79, se abonará \$102.375.393,08 más 35% sobre el excedente de \$347.035.230,79.

Adicionalmente, se establece una retención del 7% aplicable a cualquier distribución de dividendos o utilidades provenientes de ganancias originadas a partir del 1 de enero de 2018 que efectúen 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 de IVA, la transferencia de 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 residentes 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 Ps. 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 mínimo no imponible.

Por medio de la Ley N° 27.638, con aplicación a partir del período fiscal 2021, 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 al 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% a partir del ejercicio fiscal 2019; estableciéndose, sin embargo, que no corresponderá el ingreso del IBP cuando su importe sea igual o inferior a Ps. 250.

Si bien las Obligaciones Negociables de personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior están técnicamente sujetas al IBP, ni la 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 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 (a) tengan como objeto principal invertir fuera de su país de constitución y/o (b) 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, tales títulos 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% a partir del ejercicio fiscal 2019; 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 dichos títulos.

Esa presunción legal no se aplica a las siguientes sociedades extranjeras que tengan la titularidad directa de tales 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 bolsas de valores ubicadas en Argentina o en el 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 instituciones 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 argentinas, señalamos que la Ley N° 27.541, para los hechos imponible que se perfeccionen a partir del 24 de diciembre de 2019 establece que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas allí mencionadas estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de los mismos. 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 imponible sujetos a la tasa general del 0,6%, así como también los gravados a la alícuota del 1,2%, se computarán como pago a cuenta del IG y/o el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta (actualmente derogado) 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 crédito 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 en el 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 394/2023 dispuso que, a partir del 31 de julio de 2023, las microempresas 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 impuesto 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 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”) y percepción establecida por Resolución General AFIP N°4.815/2020

La Ley N° 27.541 (conforme fuera modificado por el Decreto 385/2024) 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 (i) utilidades y dividendos, en los términos del Régimen Informativo Contable Mensual para Operaciones de Cambio del BCRA, (ii) de suscripción en pesos de BOPREAL emitidos por el BCRA por parte de quienes los adquieran en concepto de pago de utilidades y dividendos y/o repatriación de inversiones de portafolio de no residentes generadas en cobros en el país de utilidades y dividendos recibidos a partir del 1° de septiembre de 2019, y (iii) 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 17,5%. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

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. Conforme las últimas modificaciones operadas en el régimen, la percepción aplicable, es del 30% y aplica sobre los montos en pesos que se detallan para cada tipo de transacción. Los montos percibidos serán considerados pagos a cuenta del IBP o del IG, según la situación del sujeto alcanzado.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos (“ISIB”)

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presuma que desarrollan dichas actividades en cualquier jurisdicción en la que obtengan ingresos por intereses derivados de la tenencia de 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.

A la fecha del presente Prospecto, 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 Obligaciones Negociables emitidas de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables están exentos del ISIB en la medida que hayan sido emitidas de conformidad con las disposiciones establecidas en la Ley N° 23.576 y modificatorias, 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 abiertas 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.

Los potenciales inversores deben corroborar la existencia de tales mecanismos dependiendo de la jurisdicción que en su caso resulte involucrada.

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, así como en la Provincia de Buenos Aires, están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de las 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 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 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 debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV están, asimismo, exentas 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 in fine.

Los potenciales adquirentes de las obligaciones negociables deberán considerar la posible incidencia de este impuesto en las distintas jurisdicciones del país con relación a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las obligaciones negociables.

Impuesto a la Transferencia Gratuita de Bienes ("ITGB")

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la trasmisión gratuita de bienes a herederos, legatarios o donatarios, no se encuentra gravada.

La Provincia de Buenos Aires estableció, a partir del 1 de enero de 2011 y por medio de la Ley N° 14.044 y sus modificaciones, el 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.

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. En cambio, 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 2024, las transmisiones gratuitas de bienes se encuentran exentas de este impuesto cuando su monto total, sin incluir deducciones, exenciones y exclusiones, es igual o inferior a Ps. 2.038.752, o Ps. 8.488.486 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 jurisdicción señalada.

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 en las Normas de la CNV las pautas mínimas para el proceso de colocación primaria de valores negociables.

Las principales pautas mínimas para la colocación primaria de valores negociables son los siguientes: Publicación del Prospecto en su versión definitiva, y toda otra documentación complementaria exigida por las Normas de 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 un mínimo y un 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 los prospectos 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 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 vigentes con varios países, a saber, 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.

Los potenciales inversores deberán considerar el tratamiento aplicable bajo los mencionados convenios según su situación particular.

Restricción respecto de las "jurisdicciones no cooperantes" y de las "jurisdicciones de baja o nula tributación".

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, 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.

Así, 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.

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 la República 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, el artículo establece que el Poder Ejecutivo nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto, el que ha sido establecido en el artículo 24 del DR LIG. Además, dicho artículo establece que 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 localizada o abierta 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.

Prevención de lavado de dinero y financiamiento del terrorismo

El término “lavado de activos” se utiliza para referirse a transacciones que tienen la intención de introducir fondos provenientes de la comisión de un delito en el sistema financiero legal y así darles una apariencia legítima.

El 13 de abril del año 2000, el Congreso de la Nación aprobó la Ley N° 25.246, modificada posteriormente por las Leyes N° 26.087, 26.119, 26.268, 26.683, 26.734 y 27.739 (conjuntamente, la “Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva”), que creó a nivel nacional el régimen de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva (“PLA/FT/FP”), tipificando el delito de lavado de activos, creando y designando a la Unidad de Información Financiera (la “UIF”) como autoridad de aplicación del régimen, y

estableciendo la obligación legal para diversas entidades del sector público y privado a brindar información y cooperar con esta última.

La UIF es un organismo descentralizado que funciona con autonomía y autarquía financiera en jurisdicción del Ministerio de Justicia, y tiene como misión prevenir e impedir el delito de lavado de activos, el financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva.

A continuación, se enumeran ciertas disposiciones relativas al régimen de PLA/FT/FP establecido por la Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva y sus disposiciones modificatorias y complementarias, incluyendo las normas dictadas por la UIF y la CNV. Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores jurídicos y leer la Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva y sus normas complementarias.

Delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo

a) Lavado de activos

El Código Penal (el "CP") tipifica en su art. 303 el delito de lavado de activos, estableciendo que éste se configura cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, adquiere, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un acto ilícito, y siempre que el monto de la operación supera los 150 salarios mínimos, vitales y móviles (a la fecha de este Prospecto representa un equivalente a \$30.420.000), sea en un sólo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El art. 303 del CP establece las siguientes penas:

- i. Prisión de tres (3) a diez (10) años y multas de dos a diez veces el monto de la operación. Esta pena se incrementará en un tercio del máximo y la mitad del mínimo, cuando:
 - a. la persona realice el hecho de manera habitual o como miembro de una asociación o banda constituida para la comisión continuada de actos de esta naturaleza;
 - b. la persona sea un funcionario público que haya cometido el hecho en el ejercicio o con ocasión de sus funciones. En este caso, también será castigado con la pena de inhabilitación especial de tres (3) a diez (10) años. La misma pena se impondrá a quien hubiera actuado en el ejercicio de una profesión u oficio que requiera cualificación especial.
- ii. Prisión de seis (6) meses a tres (3) años el que reciba dinero u otros bienes procedentes de un delito para aplicarlos en una operación de las descritas anteriormente, que les dé la posible apariencia de un origen lícito.
- iii. Si el valor de la mercancía no excede de 150 salarios mínimos, vitales y móviles, la pena consistirá en una multa de cinco (5) a veinte (20) veces el importe de la operación.

Las disposiciones del artículo mencionado regirán aún cuando el ilícito penal precedente hubiera sido cometido fuera del ámbito de aplicación espacial del Código Penal, en tanto el hecho que lo tipificara también hubiera estado sancionado con una pena en el lugar de su comisión.

b) Sanciones para personas jurídicas

Asimismo, el CP prevé en su art. 304 que cuando los hechos delictivos hubieren sido realizados en nombre, o con la intervención, o en beneficio de una persona de existencia ideal, se impondrán a la entidad las siguientes sanciones conjunta o alternativamente:

- (i) multa de dos (2) a diez (10) veces el valor de los bienes objeto del delito;
- (ii) suspensión total o parcial de actividades, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;
- (iii) suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad vinculada con el Estado, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;
- (iv) cancelación de la personería cuando hubiese sido creada al solo efecto de la comisión del delito, o esos actos constituyan la principal actividad de la entidad;
- (v) pérdida o suspensión de los beneficios estatales que tuviere;
- (vi) publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica.

Para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, la extensión del daño causado, el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica. Cuando fuere indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular, no serán aplicables las sanciones de suspensión de actividades ni de cancelación de la personería.

c) Financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva

Asimismo, el art. 306 del CP tipifica el delito de financiamiento del terrorismo y la proliferación de armas de destrucción masiva. Comete estos delitos cualquier persona que, directa o indirectamente, recolectare o proveere bienes u otros activos, de fuente lícita o ilícita, con la intención de que se utilicen, o a sabiendas de que serán utilizados, en todo o en parte:

- i. Para financiar la comisión de un delito con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP (actos cometidos con la finalidad de aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo);
- ii. Por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP;
- iii. Por un individuo que cometa, intente cometer o participe de cualquier modo en la comisión de delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP.
- iv. Financiar, para sí o para terceros, el viaje o la logística de personas y/o cosas a un Estado distinto del de su residencia o nacionalidad, o dentro del mismo territorio nacional con el fin de perpetrar, planificar, preparar o participar en la finalidad enunciada en i);
- v. Financiar, para sí mismos o para terceros, el suministro o la recepción de entrenamiento para la comisión de delitos con la finalidad enunciada en i);
- vi. Financiar la adquisición, elaboración, producción, desarrollo, posesión, suministro, exportación, importación, almacenamiento, transporte, transferencia, o en cualquier forma el uso de armas de destrucción masiva de tipo nuclear, químico, biológico, sus sistemas vectores, medios de entrega y sus materiales relacionados, incluyendo tecnologías y bienes de doble uso para cometer cualquiera de los delitos previstos en este Código o en Convenios Internacionales.

La pena será de prisión de cinco (5) a quince (15) años y multa de dos (2) a diez (10) veces el monto de la operación. Asimismo, se aplicarán a las personas jurídicas las mismas penas descritas para el delito de lavado de activos.

La misma pena de prisión y multa se aplicará también a quien elabore, produzca, fabrique, desarrolle, posea, suministre, exporte, importe, almacene, transporte, transfiera, emplee o, de cualquier forma, haga proliferar, aumente, reproduzca o multiplique las armas de destrucción masiva a que se refiere el inciso vi) anterior, sus sistemas vectores y los materiales relacionados destinados a su preparación.

Las penas establecidas se aplicarán con independencia de la comisión del delito al que se destinaba la financiación y, si se comete este último, aunque los bienes o el dinero no se hayan utilizado para su comisión.

Si la escala de penas prevista para el delito financiado o que se pretende financiar es inferior a la establecida en este artículo, se aplicará al caso la escala de penas del delito de que se trate.

Las disposiciones de esta sección se aplicarán incluso cuando el delito que se financia o se pretende financiar tenga lugar fuera del ámbito espacial de aplicación de la LAC, o cuando en el caso de los párrafos (ii) y (iii) la organización o el individuo se encuentre fuera del territorio nacional, siempre que el acto también haya sido punible en la jurisdicción competente para su enjuiciamiento.

Sujetos Obligados a informar y colaborar con la UIF

La Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva, en línea con los estándares internacionales de PLA/FT/FP, no se limita a designar a la UIF como el organismo a cargo de prevenir el lavado de activos, la financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva, sino que también establece determinadas obligaciones a diversas entidades del sector público y privado, que son designados como sujetos obligados legalmente a informar a y colaborar con la UIF.

De acuerdo con la Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva, las siguientes personas, entre otras, son sujetos obligados ante la UIF: (i) bancos, entidades financieras y compañías de seguros; (ii) agencias de cambio y personas físicas y jurídicas autorizadas por el BCRA a intervenir en la compra-venta de moneda extranjera con fondos en efectivo o cheques emitidos en moneda extranjera o a través del uso de tarjetas de débito o crédito o en la transferencia de fondos dentro o fuera del territorio nacional; (iii) proveedores de servicios de activos virtuales, proveedores de créditos no financieros, emisores, operadores y/o proveedores de servicios de cobro y/o pago, agentes depositarios centrales de valores y proveedores de servicios corporativos y fiduciarios; (iv) agentes de liquidación y compensación, agentes de negociación, agentes de liquidación y compensación; las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de fondos comunes de inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho organismo; plataformas de financiamiento colectivo, agentes asesores globales de inversión y las personas jurídicas que actúen como fiduciarios financieros cuyos valores fiduciarios cuenten con autorización de oferta pública de la CNV, y los agentes registrados por el mencionado organismo de contralor que intervengan en la colocación de valores negociables emitidos en el marco de los fideicomisos financieros antes mencionados; (v) organizaciones gubernamentales tales como el BCRA, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGJ; y (vi) profesionales del área de ciencias económicas, abogados y escribanos públicos.

La norma establece que no se considerará como sujeto obligado a aquellos agentes registrados ante la CNV bajo la subcategoría de Agentes de Liquidación y Compensación –Participante Directo-, siempre que su actuación se limite exclusivamente a registrar operaciones en contratos de futuros y contratos de opciones sobre futuros, negociados en mercados bajo supervisión de esa comisión, por cuenta propia y con fondos propios; y no ofrezcan servicios de intermediación, ni la apertura de cuentas operativas a terceros para cursar órdenes y operar los instrumentos señalados; ello en atención a lo dispuesto por la Resolución General CNV N° 816/2019 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

Los sujetos obligados tienen los siguientes deberes:

(i) Recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio, residencia y demás datos que en cada caso se estipulen (lo cual deberá traducirse en una política de “conozca a su cliente” o “KYC”, por sus siglas en inglés).

(ii) Reportar a la UIF, sin demora alguna, todo hecho u operación, sean realizados/as o tentados/as, sobre los/las que se tenga sospecha o motivos razonables para sospechar que los bienes u otros activos involucrados provienen o están vinculados con un ilícito penal o están relacionados con la financiación del terrorismo, o con el financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva, o que, habiéndose identificado previamente como inusuales, luego del análisis y evaluación realizados por el sujeto obligado, no permiten justificar la inusualidad.

Dentro del marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, o de una declaración voluntaria, de una declaración voluntaria o del intercambio de información con organismos análogos extranjeros, las personas físicas y jurídicas antes mencionadas no pueden abstenerse de divulgar a la UIF ninguna información que se les requiera alegando que dicha información se encuentra sujeta a secreto bancario, cambiario o profesional o acuerdos de confidencialidad de naturaleza legal o contractual similares.

En caso de no comunicar una transacción sospechosa, o de su comunicación fuera de los plazos y formas previstos para ello, se aplicará una multa de entre 1 y 10 veces el valor total de los activos de la transacción. En el caso de otras infracciones (por incumplimiento formal), las cantidades fijas como unidad de medida de la multa se sustituyen por módulos actualizables anualmente.

Se incluyen las siguientes sanciones (i) apercibimiento; (ii) apercibimiento con obligación de publicar la parte dispositiva de la resolución; y (iii) para los responsables de cumplimiento, inhabilitación de hasta 5 años para el ejercicio de funciones en tal condición.

(iii) Abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se estén realizando en cumplimiento de la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo.

(iv) Registrarse ante la UIF.

(v) Documentar los procedimientos de PLA/FT/FP, estableciendo manuales internos que reflejen las tareas a desarrollar, asignando las responsabilidades funcionales que correspondan, en atención a la estructura del sujeto obligado, y teniendo en cuenta un enfoque basado en riesgos.

(vi) Designar oficiales de cumplimiento que serán responsables ante la UIF del cumplimiento de las obligaciones establecidas por la presente ley. Las personas designadas deberán integrar el órgano de administración de la entidad. Su función es la de formalizar las presentaciones que deban efectuarse en el marco de las obligaciones establecidas por la ley y las directivas e instrucciones emitidas en consecuencia. No obstante ello, la responsabilidad del cumplimiento de las obligaciones de la presente ley es solidaria e ilimitada para la totalidad de los integrantes del órgano de administración. En el supuesto de que el sujeto obligado se trate de una sociedad no constituida de conformidad con lo establecido en la Ley General de Sociedades 19.550, t.o. 1984 y sus modificatorias, u otra estructura con o sin personería jurídica, la obligación de informar recae en cualquiera de sus socios de la misma.

(vii) Obtener información y determinar el propósito y la naturaleza de la relación establecida con el cliente.

(viii) Determinar el riesgo de lavado de activos, de financiación del terrorismo y de financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva asociados a los clientes; los productos, servicios, transacciones, operaciones o canales de distribución; las zonas geográficas involucradas; realizar una autoevaluación de tales riesgos e implementar medidas idóneas para su mitigación.

(ix) Realizar una debida diligencia continua de la relación comercial, contractual, económica y/o financiera y establecer reglas de monitoreo que permitan examinar las transacciones realizadas durante todo el transcurso de la relación, para asegurar que las mismas sean consistentes con el conocimiento que el sujeto obligado tiene sobre el cliente, su actividad y su perfil de riesgo, incluyendo, cuando sea necesario, el origen de los fondos.

(x) Identificar a las personas humanas que ejercen funciones de administración y representación del cliente y a aquellas que posean facultades de disposición.

(xi) Adoptar medidas específicas a efectos de mitigar el riesgo de lavado de activos, financiación del terrorismo y financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva, cuando se establezca una relación o se contrate un servicio y/o producto con clientes que no han estado físicamente presentes para su identificación.

(xii) Contar con sistemas apropiados de gestión de riesgo para determinar si el cliente o el/los beneficiario/s final/es es/son una persona expuesta políticamente.

(xiii) Determinar el origen y licitud de los fondos.

(xiv) Conservar, por un período mínimo de diez (10) años, en forma física o digital, todos los registros necesarios sobre las transacciones, tanto locales como internacionales, para poder cumplir rápida y satisfactoriamente con los pedidos de información efectuados por la UIF y/u otras autoridades competentes. Estos registros deben ser suficientes para permitir la reconstrucción de las transacciones individuales de manera tal que sirvan como evidencia. También deberán conservar todos los registros obtenidos a través de medidas de debida diligencia del cliente, legajos de clientes y correspondencia comercial, incluyendo los resultados de los análisis que se hayan realizado.

Si el sujeto obligado no pudiera cumplir con las obligaciones previstas en los puntos (i), (vii), (viii) e (ix) mencionados, ello deberá entenderse como impedimento para el inicio o la continuación de la relación con el cliente, sin perjuicio de que deberán realizar un análisis adicional para decidir si corresponde efectuar un reporte de operación sospechosa ante la UIF.

De acuerdo con el Anexo I de la Resolución N°61/2023 de la UIF (que establece el mecanismo de supervisión e inspección de la UIF), tanto el BCRA como la CNV son considerados "Órganos de Contralor Específicos". En tal carácter, deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de PLA/ FT por parte de los sujetos obligados sujetos a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades. La denegatoria, entorpecimiento u obstrucción de las inspecciones por parte de los sujetos obligados podrá dar lugar sanciones administrativas por parte de la UIF y a sanciones penales.

El BCRA y la CNV deben cumplir asimismo con las normas sobre PLA/ FT establecidas por la UIF, incluyendo el reporte de operaciones sospechosas. A su vez, los sujetos obligados regulados por estos organismos se encuentran sujetos a las Resoluciones UIF N° 14/2023 y 78/2023, respectivamente. Dichas normas establecen los lineamientos que dichas entidades deberán adoptar y aplicar para gestionar, de acuerdo con sus políticas,

procedimientos y controles, el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiación del terrorismo.

Fundamentalmente, las mencionadas normas cambian el enfoque de cumplimiento normativo formalista por un “Enfoque Basado en Riesgos”, en base a las recomendaciones revisadas por el GAFI en el año 2012, con el fin de asegurar que las medidas implementadas sean proporcionales a los riesgos identificados. Por tanto, los sujetos obligados deberán identificar y evaluar sus riesgos y en función de ello, adoptar medidas de administración y mitigación de los mismos, a fin de prevenir de manera más eficaz el lavado de activos y la financiación del terrorismo. Asimismo, se receptan las disposiciones de la Resolución UIF N° 4/17, estableciendo la posibilidad de llevar a cabo procedimientos de *due diligence* especiales respecto de clientes supervisados en el extranjero (antes denominados “inversores internacionales”) y clientes locales que sean sujetos obligados ante la UIF.

La Resolución 14/2023, que establece normas específicas para el sector financiero, entre otras cosas, prohíbe el mantenimiento de cuentas anónimas o cuentas bajo nombres ficticios, subraya la necesidad de aplicar a los clientes medidas reforzadas de diligencia debida acordes con los riesgos identificados, y prevé la posibilidad de que las instituciones financieras recurran a terceros para llevar a cabo determinadas medidas de diligencia debida.

En octubre de 2021, la UIF publicó la Resolución 112/2021 por la que se establecen determinadas medidas y procedimientos que deben observar todos los sujetos obligados para identificar a los beneficiarios finales. La Resolución, en su artículo 2, define beneficiario final en los siguientes nuevos términos: "La/s persona/s humana/s que posea/n como mínimo el 10% del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, fideicomiso, fondo de inversión, patrimonio de afectación y/o cualquier otra estructura jurídica; y/o la/s persona/s que por otros medios ejerce/n el control último de la sociedad". Agrega que “[s]e entenderá como control final al ejercido, de manera directa o indirecta, por una o más personas humanas mediante una cadena de titularidad y/o a través de cualquier otro medio de control y/o cuando, por circunstancias de hecho o derecho, la/s misma/s tenga/n la potestad de conformar por sí la voluntad social para la toma de las decisiones por parte del órgano de gobierno de la persona jurídica o estructura jurídica y/o para la designación y/o remoción de integrantes del órgano de administración de las mismas.

Asimismo, “[c]uando no sea posible individualizar a aquella/s persona/s humana/s que revista/n la condición de Beneficiario/a Final conforme a la definición precedente, se considerará Beneficiario/a Final a la persona humana que tenga a su cargo la dirección, administración o representación de la persona jurídica, fideicomiso, fondo de inversión, o cualquier otro patrimonio de afectación y/o estructura jurídica, según corresponda. Ello, sin perjuicio de las facultades de la UIF para verificar y supervisar las causas que llevaron a la no identificación de el/la Beneficiario/a Final (...)”.

Todas las sociedades, personas jurídicas u otras entidades contractuales o estructuras jurídicas que desarrollen actividades en Argentina y/o posean bienes y/o activos ubicados y/o colocados en Argentina, deberán informar sus beneficiarios finales, a los fines de su incorporación en el registro público de beneficiarios finales. Todas las personas físicas o jurídicas que desarrollen actividades como prestadores de servicios de activos virtuales, deberán informar sobre sus actividades, a los fines de su incorporación en el registro de prestadores de servicios de activos virtuales.

Para conocer un análisis ampliado del régimen de lavado de activos y financiamiento del terrorismo vigente a la fecha de este Prospecto, los inversores deben consultar con sus asesores jurídicos y leer el Título XIII del Libro 2 del Código Penal de la Nación y las normas dictadas por la UIF, la CNV y el BCRA en su totalidad. A tales fines, las partes interesadas pueden visitar los sitios web del Ministerio de Economía (www.argentina.gob.ar/economia), de la sección de información legislativa (www.infoleg.gob.ar), de la UIF (www.argentina.gob.ar/uif), de la CNV (www.argentina.gob.ar/cnv) y/o del BCRA, (www.bcra.gov.ar). La información contenida en dichos sitios no forma parte de este Prospecto.

EMISOR

YPF Energía Eléctrica S.A.

Macacha Güemes 515, Piso 3°
C1106BKK, Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ASESORES LEGALES DE LA EMISORA

Bruchou & Funes de Rioja
Ing. Butty 275 – Piso 12
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

AUDITORES DE LA EMISORA

Deloitte & Co. S.A.
Carlos M. Della Paolera 261, piso 4°
(C1011ADA), Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
República Argentina

